

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ В.А. Попов
« ____ » _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: **«Режимні особливості вузла електромережі з приєднанням малої вітроелектро-станції й засоби підвищення показників якості електропостачання»**

Виконав : студент II курсу, групи ОЕ-91мп

Назарук Владислав Миколайович _____
(прізвище, ім'я по батькові) (підпис)

Науковий керівник Костюк Василь Осипович к.т.н., доцент
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д. _____
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва)

Кафедра електропостачання
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов
«__» _____ 20__р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Назарук Владислав Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові)**

1. Тема дисертації «Режимні особливості вузла електромережі з приєднанням малої вітроелектро-станції й засоби підвищення показників якості електропостачання»

науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Костюк В.О. _____,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «03» листопада 2020 р. №3199-с

2. Строк подання студентом дисертації 14 грудня 2020 року

3. Об'єкт дослідження система електропостачання об'єкта харчової промисловості на основі вітроелектричної установки із застосуванням спеціалізованого асинхронного генератора з фазним ротором в режимі машини подвійного живлення (МПЖ).

4. Предмет дослідження (Вихідні дані – для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою) є вивчення можливостей підвищення показників якості електропостачання об'єкта за рахунок вдосконалення конструкційних і технологічних рішень вітроенергетичних установок, які входять до складу системи електрозабезпечення, й аналіз техніко-економічних показників об'єкта, одержаних на основі економіко-математичної моделі життєвого циклу (МЖЦ) системи електрозабезпечення із власною вітроенергетичною установкою.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити Виконати огляд результатів досліджень впливу джерела розосередженої генерації на основі ВЕУ, приєданого до вузла малої системи розподілу (МСР, згідно з Кодексом СР), на режими електричного вузла приєднання, зокрема на рівень напруги у вузлі в основних робочих режимах та на ключові показники якості електричної енергії

(ЯЕЕ). Обрати конфігурацію системи електропостачання, у якій здійснюється розподіл електричної енергії споживачам в межах МСР. Скласти перелік вимог до засобів обліку, контролю якості та релейної автоматики/захисту ліній, приєднаних до вузла МСР. Провести техніко-економічні розрахунки для різноманітних випадків.

6.Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація – наочні матеріали за результатами дослідження (алгоритми розрахунків та діаграми).

7. Орієнтовний перелік публікацій Режимні особливості вузла електромережі з приєднанням малої вітроелектростанції й засоби підвищення показників якості електропостачання. Костюк В.О., Назарук В.М// «Збірник матеріалів XII науково-технічної конференції ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА». – Київ, 2020. – с. 58-63.

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 01.09.2012 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Огляд літературних джерел по обраній темі	01.09.20-15.09.20	
2	Робота над статтею на конференцію «ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА»	15.09.20-20.09.20	
3	Розвиток системи електрозабезпечення споживачів з використанням власних електрогенерувальних установок в умовах конкурентного ринку	21.09.20-15.10.20	
4	Особливості компонування рішення системи електрозабезпечення для об'єкта дослідження	16.10.20-10.11.20	
5	Засоби підтримання напруги у вузлі приєднання до мережі й економіко математичне моделювання проектного рішення	11.11.20-20.11.20	
6	Стартап проект	24.11.20-27.11.20	
7	Оформлення дисертації	03.12.20-07.12.20	
8	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	30. 10.20-10.12.20	
9	Передзахист МД	10.12.20-14.12.20	
10	Захист дисертації	17.12.20-22.12.20	

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Дисертація складається з вступу, 4 розділів, висновків, переліку використаних джерел і додатків. Загальний обсяг роботи складає 83 сторінок основного тексту, 14 таблиць, 37 рисунків, 42 бібліографічних найменування за переліком посилань та два додатки.

Актуальність теми. Використання відновлюваних технологій (ТВЕ) зараз є однією з найактуальніших тем наукових досліджень. Вітрові електростанції збільшують свою вагу у складі енергосистем багатьох країн. Характеристики вітроенергетики суттєво відрізняються від звичайної генерації, і енергія вітру впливає на багато аспектів енергетичних систем. Тому перед тим, як здійснити масштабне використання енергії вітру, необхідно вирішити низку питань.

Об'єкт дослідження. система електропостачання об'єкта харчової промисловості на основі вітроелектричної установки із застосуванням спеціалізованого асинхронного генератора з фазним ротором в режимі машини подвійного живлення (МПЖ).

Предмет дослідження. Вивчення можливостей підвищення показників якості електропостачання об'єкта за рахунок вдосконалення конструкційних і технологічних рішень вітроенергетичних установок, які входять до складу системи електрозабезпечення, й аналіз техніко-економічних показників об'єкта, одержаних на основі економіко-математичної моделі життєвого циклу (МЖЦ) системи електрозабезпечення із власною вітроенергетичною установкою.

Мета і задачі дослідження. Визначення економічної доцільності використання малої вітроелектричної станції (МВЕС) шляхом виконання варіантних розрахунків техніко-економічних показників із застосуванням моделі життєвого циклу та за умови оснащення МВЕС технічними засобами підтримання напруги у вузлі приєднання до розподільної електромережі й забезпечення інженерних заходів, скерованих на підвищення показників якості електричної енергії.

Методи дослідження. Методологічною базою дисертаційного дослідження слугують публічно оприлюднені статистичні та прогнозні дані щодо особливостей розвитку електроенергетики в ринкових умовах та матеріали досліджень

технологічних особливостей функціонування вітроенергетичних установок у складі малих систем розподілу електричної енергії у провідних країнах Європейського Союзу (ЄС).

Наукові результати дисертаційної роботи були отримані з використанням статистичного й техніко-економічного аналізу, методів економіко-математичного моделювання.

Наукова новизна отриманих результатів. Полягає в обґрунтуванні застосування вітроелектричної установки із застосуванням асинхронного генератора на основі машини подвійного живлення (також – Double Fed Induction Generator, DFIG) і реалізація режимів LVRT (LVRT – Low Voltage Ride Through – режим проходження низьких напруг) задля виконання технічних умов приєднання.

Варіантні розрахунки техніко-економічних показників виконано із застосуванням оригінальної економіко-математичної моделі життєвого циклу, що ґрунтується на використанні прогнозних значень показників функціонування ринку електроенергії протягом періоду дії «зелених тарифів», встановлених нормами чинного законодавства протягом періоду до 2030 року включно, та на довготривалу перспективу до 2050 року.

Практичне значення отриманих результатів. Отримані результати можливо застосувати на практиці або на теоретичному рівні. Рішення які запропоновані в роботі базуються на реальних концепціях, розроблених експертами в галузі ТВЕ з провідних країн світу.

Апробація результатів дисертації

Основні положення і висновки дисертаційної роботи доповідалися:

1. На III науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ (за результатами дисертаційних досліджень магістрантів) 26 – 27 листопада 2020 року м. Київ.
2. На XII міжнародній науково-технічній конференції «ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА» 7 – 8 травня 2020 року м. Київ.

Публікації

За темою дисертації було опубліковано одна робота.

1. Режимні особливості вузла електромережі з приєднанням малої вітроелектростанції й засоби підвищення показників якості електропостачання. Костюк В.О., Назарук В.М// «Збірник матеріалів XII науково-технічної конференції ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА ». – Київ, 2020. – с. 58-63.

Ключові слова: ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КРЕДИТНІ КОШТИ, СЕРЕДНЯ ЦІНА ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ЖИТТЄВИЙ ЦИКЛ, ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ , ФІНАНСУВАННЯ.

ABSTRACT

The dissertation consists of an introduction, 4 sections, conclusions, a list of used sources and appendices. The total volume of the work is 83 pages of the main text, 14 tables, 37 figures, 42 bibliographic names according to the list of references and two appendices.

Actuality of theme. The use of renewable technologies (RCE) is now one of the most relevant topics of scientific research. Wind power plants are increasing their weight in the power systems of many countries. The characteristics of wind energy are significantly different from conventional generation, and wind energy affects many aspects of energy systems. Therefore, before making large-scale use of wind energy, a number of issues need to be addressed.

Object of study. power supply system of the food industry facility on the basis of a wind power plant with the use of a specialized asynchronous generator with a phase rotor in the mode of a dual power supply (MPF).

Subject of study. Study of possibilities of increase of indicators of quality of power supply of object due to improvement of design and technological decisions of wind power installations which are a part of system of power supply, and the analysis of technical and economic indicators of object received on the basis of economic and mathematical model of life cycle. with its own wind turbine.

The purpose and objectives of the study. Determining the economic feasibility of using a small wind farm (MVES) by performing variant calculations of technical and economic indicators using the life cycle model and provided MVES with technical means to maintain voltage at the junction and provide engineering measures to improve energy quality.

Research methods. The methodological basis of the dissertation research is publicly published statistical and forecast data on the peculiarities of electricity development in market conditions and research materials of technological features of wind power plants as part of small electricity distribution systems in the leading countries of the European Union (EU).

The scientific results of the dissertation were obtained using statistical and technical and economic analysis, methods of economic and mathematical modeling.

Scientific novelty of the obtained results. It is to substantiate the use of a wind power plant using an asynchronous generator based on a dual power machine (also - Double Fed Induction Generator, DFIG) and the implementation of LVRT (LVRT - Low Voltage Ride Through - low voltage mode) to meet the technical conditions of connection.

Variant calculations of technical and economic indicators were performed using the original economic and mathematical model of the life cycle, based on the use of forecast values of indicators of the electricity market during the period of "green tariffs" established by current legislation for the period up to 2030 inclusive and for the long term. until 2050.

The practical significance of the results. The obtained results can be applied in practice or at the theoretical level. The solutions proposed in the paper are based on real concepts developed by experts in the field of TVE from leading countries.

Approbation of dissertation results

The main provisions and conclusions of the dissertation were reported:

1. At the III scientific and technical conference of IEE undergraduates (based on the results of dissertation research of undergraduates) November 26 - 27, 2020, Kyiv.
2. At the XII International Scientific and Technical Conference "ENERGY. ECOLOGY. MAN "May 7-8, 2020, Kyiv.

Publications

One work was published on the topic of the dissertation.

1. Mode features of the power grid unit with the connection of a small wind power plant and means of improving the quality of power supply. Kostyuk VO, Nazaruk VM // "Collection of materials of the XII scientific and technical conference ENERGY. ECOLOGY. MAN ». - Kyiv, 2020. - p. 58-63.

Keywords: WIND POWER PLANTS, POWER SUPPLY, CREDIT FUNDS, AVERAGE PRICE OF ELECTRICITY PRODUCTION, LIFE CYCLE, ELECTRIC POWER, ELECTRIC POWER

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	13
ВСТУП.....	15
1 РОЗВИТОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ВЛАСНИХ ЕЛЕКТРОГЕНЕРУВАЛЬНИХ УСТАНОВОК В УМОВАХ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ	19
1.1 Сучасний етап розвитку ринку електроенергії в Україні та основні конкурентні альтернативні технологій	19
1.1.1 Система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики.....	22
1.1.2 "Зелені" тарифи на електроенергію для ВЕС	23
1.2 Перспективні технологічні конфігурації комбінованих систем електрозабезпечення електропостачання із виконанням вимог щодо приєднання до розподільної електричної мережі	27
1.3 Переваги й тенденції технологічного вдосконалення розвитку вітроенергетичних агрегатів для малих вітроелектростанцій	28
1.3.1 Загальна інформація про об'єкта дослідження	28
1.3.2 Тенденції вдосконалення розвитку вітроенергетичних агрегатів.....	35
Висновки до розділу	37
2 ОСОБЛИВОСТІ КОМПОНУВАЛЬНОГО РІШЕННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ.....	38
2.1 Умови функціонування розподільних електричних мереж за наявності джерел розосередженої генерації	38
2.1.1 Стандартизація малих вітрових турбін	44

2.2 Проблеми приєднання об'єктів відновлюваної енергетики до розподільних електричних мереж й вимоги до систем захисту генерувальних установок малої потужності із статичним перетворювачем частоти у силовому тракті.....	45
2.3 Режими роботи і участі вітроелектричної станції у протиаварійному управлінні.....	48
2.4 Засоби підвищення показників якості електропостачання за умови використання регульованих ВЕУ	50
2.4.1 Активний споживач для об'єкта.....	50
2.4.3 Переваги активного споживання, що виявляються у процесі експлуатації системи електрозабезпечення	54
2.4.4 Надання якісних допоміжних послуг енергосистемі в умовах функціонування двосторонніх ринкових стосунків	56
2.5 Вимоги до засобів обліку, контролю якості та релейної автоматики/захисту ліній, приєднаних до вузла МСР	57
2.6 Використання ВЕС із застосуванням асинхронного генератора на основі машини подвійного живлення (також – Double Fed Induction Generator, DFIG) ..	58
2.6.1 Загальна характеристика вітрових турбін, машини подвійного живлення ..	59
2.6.2 Машини подвійного живлення ВЕС (також – Double Fed Induction Generator, DFIG)	63
2.7 Реалізація режимів LVRT (LVRT – Low Voltage Ride Through – режим проходження низьких напруг) задля виконання технічних умов приєднання	69
Висновки до розділу	76
3 ПІДТРИМАННЯ НАПРУГИ У ВУЗЛІ ПРИЄДНАННЯ ДО МЕРЕЖІ Й ЕКОНОМІКО МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЕКТНОГО РІШЕННЯ..	77
3.1 Модель життєвого циклу системи електрозабезпечення об'єкта з малою ВЕС у складі	77

3.2 Інформаційне наповнення моделі для отримання варіантних розрахунків середньозваженої собівратості та грошового потоку.....	82
3.3 Результати варіантних розрахунків техніко-економічних показників з урахуванням витрат на спеціальне оснащення ВЕУ	88
3.3.1 Варіантні техніко-економічні розрахунки ВЕУ з терміном життєвого циклу 20 років	88
3.3.2 Варіантні техніко-економічні розрахунки ВЕУ з терміном життєвого циклу 30 років	92
3.3.3 Варіантні техніко-економічні розрахунки ВЕУ для дорогої техніки	94
3.3.4 Варіантні техніко-економічні розрахунки ВЕУ при збільшеному кредитуванні	99
3.3.5 Мала вітротурбіна ON-GRID в Румунії, співставний аналіз	102
Висновки до розділу	105
4 СТАРТАП ПРОЕКТ	106
4.1 Поняття стартапу.....	106
4.2 Опис ідеї проекту	106
4.3 Аналіз зовнішнього середовища.....	107
Висновки до розділу	108
ВИСНОВКИ	109
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	111
ДОДАТОК А	116
Додаток Б	117

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АЕС- атомна електростанція

АС- активний споживач

АЗРГА- автономний запуск резервних електроагрегатів у поєднанні у взаємодії з протиаварійною автоматикою

АСМ- асинхронізована синхронна машина, асинхронізована машина

БВМД- білково-вітамінні мінеральні добавки

ВЕС- вітрові електростанції

ВЕУ- вітрові електроустановки

ВРЧП- вторинне регулювання частоти і потужності

ДСТУ- Державні стандарти України

ДАЕК- Державна акціонерна електрична компанія

ДПС- двигун постійного струму

ДП- Допоміжні послуги

Е.Р.С - Електрорушійна сила

ЄС- Європейський Союз

ІТП- індивідуальні теплові пункти

КМУ- Кабінет Міністрів України

КЗ - коротке замикання

ККД- Коефіцієнт корисної дії

МВЕС -мала вітроелектрична станція

МПЖ- машина подвійного живлення

МЖЦ-модель життєвого циклу

МСР- Мала система розподілу

НДР-Науково-дослідні та дослідно-конструкторські роботи

НКРЕКП- Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

НД - нормативні документи

ОЕС- Об'єднана енергетична система України

ОСР- оператор систем розподілу

ОСП- оператор системи передачі

ОМСР- оператор малої системи розподілу

ПУЕ - Правила улаштування електроустановок

ПРЧП- первинне регулювання частоти і потужності

РНРП- регулювання напруги та реактивної потужності

РДДБР -Балансуючий ринок електричної енергії

РРА- договір купівлі-продажу

РГ-розосереджена генерація

СГ- синхронний генератор

ТВЕ- відновлювані технології

ТОВ- Товариство з обмеженою відповідальністю

ТЕС- теплова електростанція

ТУ- Технічні умови

АWEA -Американської асоціації вітроенергетики

ВWEA - Британська асоціація вітроенергетики

СВ -Crow Bar

DFIG (Double Fed Induction Generator)-асинхронного генератора на основі машини подвійного живлення

ІЕС (МЕК) - Міжнародна електротехнічна Комісія

JSWTA- Японська асоціація малих вітрогенераторів

LCOE- Levelized cost of energy (вартість сонячної енергії, виробленої протягом терміну служби)

LVRT (Low Voltage Ride Through) – режим проходження низьких напруг

SCIG- Squirell Cage Induction Generator

WACC- Weighted Avarage Cost of Capital

ВСТУП

Актуальність теми магістерської дисертації

Використання відновлюваних технологій (ТВЕ) зараз є однією з найактуальніших тем наукових досліджень. Вітрові електростанції збільшують свою вагу у складі енергосистем багатьох країн. Характеристики вітроенергетики суттєво відрізняються від звичайної генерації, і енергія вітру впливає на багато аспектів енергетичних систем. Тому перед тим, як здійснити масштабне використання енергії вітру, необхідно вирішити низку питань.

Збільшення частки вітрових електростанцій в електроенергетичну систему спричиняє додаткові витрати, які частково спричинені тим, що джерело енергії вітру не піддається контролю. Крім того, потужність вітрової енергії є змінною (як у короткостроковій, так і в довгостроковій перспективі) та непередбачуваною, особливо у довгостроковій перспективі.

Важливе є також питання впровадження конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії (РДДБР), адже це є запорукою подальшого розвитку оптового ринку електроенергії України.

Для забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України системним оператором ринку електричної енергії відповідно до встановлених стандартів використовує допоміжні послуги та методикиформування цін (тарифів) на допоміжні послуги.

Застосування новітніх розробок і технологій дозволяє зменшити витрати на собівартість виробництва електроенергії і як результат продаж електроенергії за більш вигідними умовами. Вартість електроенергії від ВЕС залежить насамперед від обсягу виробленої електроенергії, який в свою чергу визначається в основному величиною середньорічної швидкості вітру, витратами на обслуговування та експлуатацію, терміном служби вітроустановки, ставкою дисконтування плати за кредит, а також залежить від величини капітальних вкладень. Найчастіше при великих капітальних вкладеннях для однієї з ВЕС вартість, а точніше собівартість виробництва електроенергії на ній може виявитися нижчою, ніж при менших

капітальних вкладеннях на другий ВЕС, тому що на першій станції виробляється істотно більше електроенергії через кращі вітрові умови.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами

Виконані в роботі дослідження зроблені з урахуванням Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», робочих планів НДР «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» (тема 2013- п, номер державної реєстрації 0117U004285, УДК 621.311).

Метою роботи є визначення економічної доцільності використання малої вітроелектричної станції (МВЕС) шляхом виконання варіантних розрахунків техніко-економічних показників із застосуванням моделі життєвого циклу та за умови оснащення МВЕС технічними засобами підтримання напруги у вузлі приєднання до розподільної електромережі й забезпечення інженерних заходів, скерованих на підвищення показників якості електричної енергії.

Об'єкт дослідження – система електропостачання об'єкта харчової промисловості на основі вітроелектричної установки із застосуванням спеціалізованого асинхронного генератора з фазним ротором в режимі машини подвійного живлення (МПЖ)

Предметом дослідження є вивчення можливостей підвищення показників якості електропостачання об'єкта за рахунок вдосконалення конструкційних і технологічних рішень вітроенергетичних установок, які входять до складу системи електрозабезпечення, й аналіз техніко-економічних показників об'єкта, одержаних на основі економіко-математичної моделі життєвого циклу (МЖЦ) системи електрозабезпечення із власною вітроенергетичною установкою.

Наукові результати дисертаційної роботи були отримані з використанням статистичного й техніко-економічного аналізу, методів економіко-математичного моделювання.

Новизна і практична значущість

Полягає в обґрунтуванні застосування вітроелектричної установки із застосуванням асинхронного генератора на основі машини подвійного живлення (також – Double Fed Induction Generator, DFIG) і реалізація режимів LVRT (LVRT – Low Voltage Ride Through – режим проходження низьких напруг) задля виконання технічних умов приєднання.

Варіантні розрахунки техніко-економічних показників виконано із застосуванням оригінальної економіко-математичної моделі життєвого циклу, що ґрунтується на використанні прогнозних значень показників функціонування ринку електроенергії протягом періоду дії «зелених тарифів», встановлених нормами чинного законодавства протягом періоду до 2030 року включно, та на довготривалу перспективу до 2050 року.

Методи дослідження

Методологічною базою дисертаційного дослідження слугують публічно оприлюднені статистичні та прогнозні дані щодо особливостей розвитку електроенергетики в ринкових умовах та матеріали досліджень технологічних особливостей функціонування вітроенергетичних установок у складі малих систем розподілу електричної енергії у провідних країнах Європейського Союзу (ЄС).

Наукові результати дисертаційної роботи були отримані з використанням статистичного й техніко-економічного аналізу, методів економіко-математичного моделювання.

Апробація результатів дисертації

Основні положення і висновки дисертаційної роботи доповідалися:

1. На III науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ (за результатами дисертаційних досліджень магістрантів) 26 – 27 листопада 2020 року м. Київ.
2. На XII міжнародній науково-технічній конференції «ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА» 7 – 8 травня 2020 року м. Київ.

Публікації

За темою дисертації було опубліковано одна робота.

1. Режимні особливості вузла електромережі з приєднанням малої вітроелектростанції й засоби підвищення показників якості електропостачання. Костюк В.О., Назарук В.М// «Збірник матеріалів XII науково-технічної конференції ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА ». – Київ, 2020. – с. 58-63.

1 РОЗВИТОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ВЛАСНИХ ЕЛЕКТРОГЕНЕРУВАЛЬНИХ УСТАНОВОК В УМОВАХ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ

1.1 Сучасний етап розвитку ринку електроенергії в Україні та основні конкурентні альтернативні технології

Вітрові електростанції набувають все більшої ваги у складі енергосистем багатьох країн, їх питома потужність досягає 10% і більше. Збільшення частки виробництва електроенергії вітровими електростанціями (ВЕС) в загальному споживанні супроводжується низкою проблем, зумовлених нестабільністю вітру та невизначеності миттєвих і усереднених значень (щогодинних, середньодобових тощо). Випадковий характер зміни потужності ВЕС у часі зумовлює необхідність розв'язання задач керування балансом потужності у вузлі енергосистеми вже за незначної частки вітрової енергетики в загальному енергоспоживанні, особливо з урахуванням зростання обсягів використання відновлюваних технологій (ТВЕ) у середньостроковій перспективі – енергії вітру, сонячної інсоляції насамперед. Моделі моніторингу та керування, що опираються на показники процесу електрогенерування з погодинною дискретизацією не задовольняють вимог щодо підтримання балансу вже на рівні електропостачальних систем [1].

Результати господарської діяльності у 2019-му році свідчать про високі темпи продемонстрував найвищі темпи зростання встановленої вітроенергетичної потужності починаючи з 2009 року, тобто з періоду дії «зеленого» тарифу в країні. Лише за минулий рік в Україні було споруджено 637,1 МВт потужностей, що означає майже 10-ти кратне зростання порівняно з показниками 2018 року – 67,8 МВт (рисунок 1.1). Протягом 2019 року у шести областях України почали генерувати чисту електроенергію 166 нових вітрових турбін класу 3+ МВт, середня одинична потужність яких склала 3,8 МВт.

Станом на кінець 2019 року встановлена потужність вітроенергетичного сектору України досягла 1 170 МВт (рисунку 1.2) . Таким чином, вітроенергетика

залишається другою в країні за кількістю встановлених потужностей серед відновлюваних джерел енергії, після сонячної енергетики.

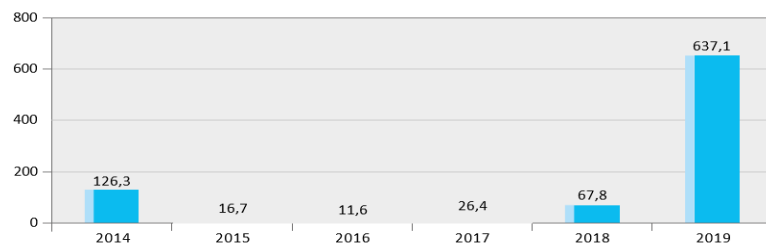


Рисунок 1.1- Щорічний приріст вітроенергетичних потужностей, 2014 – 2019, МВт



Рисунок 1.2 - Загальна встановлена потужність вітроенергетичного сектору на материковій частині України за період з 2014 по 2019 роки, МВт

Джерело: Українська вітроенергетична асоціація (УВЕА) , ©2019 [2]

Наразі, частка вітроенергетики від загальної встановленої потужності сектору ТВЕ становить 18,3 %, а від встановленої потужності енергетичного сектору країни – 2,15% [2].

Порівняно з 2018 роком, у 2019 році майже у 10 разів зріс обсяг інвестицій у вітроенергетику досягнувши показника близько 1 млрд євро, або понад чверті загального обсягу інвестицій у національну галузь відновлюваної енергетики. За 2018 рік шість областей України запустили нові вітроенергетичні потужності, з яких Запорізька область вийшла у лідери, ввівши в експлуатацію 300 МВт вітроенергетичних потужностей та, тим самим, посунула лідера 2018 року – Херсонську область – на друге місце. За передовиками розташувались Миколаївська, Одеська та Донецька області відповідно. Маючи на рахунку 500 МВт загальної встановленої вітроенергетичної потужності, Запорізька область

продовжує лідирувати в країні за кількістю сумарної встановленої потужності вітроенергетичного сектору. Україна імпортує понад половину енергоносіїв у вигляді викопних палив. За даними Європейського банку реконструкції та розвитку, Україна імпортує близько 64% бензину і 87% дизеля, більше 60% ядерного палива, вугілля і природного газу.

Заміна виробництва енергії з викопного палива вітровою енергією зменшує залежність країни від імпортного палива, знижує рахунок на імпорт палива та скорочує викиди парникових газів. Так, саме завдяки використанню вітроенергетичних технологій, у 2019 році було знижено викиди вуглекислого газу на 2,27 млн тонн і зекономлено близько 625 тис тонн вугілля або близько 200 тис м³ природного газу, що дозволило уникнути витрат на придбання цього палива [2]. Дуже гостро стоїть невирішеність проблеми промислового виробництва вітротехніки на національному рівні. Але є агрегати Furlander, німецької компанії, котра перенесла виробництво в Україну – потужних ВЕУ, що встановлює компанія «Вітряні Парки України».

ТОВ УК «Вітряні парки України» 2019 року продовжувало збагачувати українські вітропарки українськими вітротурбінами. Здебільшого компанія працювала з вітряними парками Миколаївської області: Благодатний, ПіТВЕнний, Причорноморський, Щасливий та Очаківський на яких знаходяться Ольвійська ВЕС та ВЕС Ольвія (I, II, III та IV черги). Протягом року, компанією на них було встановлено 9 вітрових турбін WTU сумарною потужністю 32,1 МВт, де одинична потужність кожної складає від 3,3 до 3,5 МВт. Винятком стала ВЕС Ольвія – 3, на якій було встановлено одну нову вітротурбіну потужністю 4,5 МВт. ТОВ УК «Вітряні парки України» також реалізує вітровий проєкт і в Донецькій області, встановивши на Краматорській ВЕС 3 нові вітротурбіни WTU одиничною потужністю 4,5 МВт кожна. Вітротурбіна WTU – 4,5 МВт була розроблена у співпраці з німецькою фірмою W2E. Висота башти турбіни складає 120 м, діаметр ротора – 151 м. Розраховано, що щорічно така вітротурбіна може виробляти до 17,9 млн кВт·год електроенергії за умови середньої швидкості вітру на рівні 7,5 м/с [2].

1.1.1 Система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики

27 грудня 2019 року КМУ прийняв постанову «Про запровадження конкурентних умов стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» [4] :

- затверджено порядок проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки (далі – «Порядок проведення аукціонів»);
- затверджено порядок відбору операторів електронних майданчиків для проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки;
- Державне підприємство «ПРОЗОРРО.ПРОДАЖІ» визначене відповідальним за забезпечення функціонування електронної торгової системи –адміністратором електронної торгової системи.

Порядок проведення аукціонів визначає:

- формування квот підтримки; процедуру підготовки та проведення аукціону з розподілу квоти підтримки для стимулювання виробників електричної енергії з альтернативних джерел енергії з використанням електронної торгової системи; внесення та повернення безвідкличної банківської гарантії; вимоги до банків, що надають безвідкличні банківські гарантії; порядок функціонування електронної торгової системи та визначення переможця за результатами проведення аукціону; порядок укладення та публікації РРА в електронній торговій системі; розмір та порядок сплати винагороди операторам авторизованих електронних майданчиків; та інші питання проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки [4].

Передбачено, що на аукціон в рамках загальної або додаткової квоти КМУ за поданням Мінекоенерго можуть бути запропоновані земельні ділянки для будівництва об'єктів ТВЕ з визначеними технічними параметрами та технічними умовами на приєднання до електричної мережі (аукціон із земельними ділянками). Порядок підготовки зазначених пропозицій та особливості проведення аукціону із земельними ділянками визначаються Порядком проведення аукціону. Аукціон із земельною ділянкою проводиться окремо від загального аукціону.

Передбачається, що аукціон з розподілу квоти підтримки проводиться не раніше ніж через 30 днів, але не пізніше 60 днів після опублікування оголошення

про проведення аукціону. Порядок проведення аукціонів містить детальний перелік документів, які подають учасники разом із заявою для участі в аукціоні. Переможцями вважаються учасники, які подали найменші цінові пропозиції відповідно до складеного рейтингу у межах лоту для визначеного виду альтернативного джерела енергії, що розподіляється на аукціоні (або незалежно від виду альтернативного джерела енергії при проведенні технологічно нейтральних аукціонів) на заявлену ними величину потужності об'єкта електроенергетики. Протягом 15 робочих днів з дати оприлюднення нового протоколу про результати аукціону, переможець підписує протокол про результати аукціону (що містить відомості про відповідного переможця) та укладає з гарантованим покупцем РРА.

Також передбачено перелік документів, які має надати переможець для укладення РРА протягом 12 робочих днів з дати оприлюднення нового протоколу про результати аукціону. Зазначається детальний перелік випадків, коли гарантований покупець може прийняти рішення про відмову в підписанні протоколу про результати аукціону, укладенні РРА. Порядком проведення аукціонів детально врегульовується внесення та повернення безвідкличних банківських гарантій, а також визначаються вимоги до банків, що надають безвідкличні банківські гарантії [4].

1.1.2 "Зелені" тарифи на електроенергію для ВЕС

Нині в Україні спостерігається бурхливий розвиток вітроенергетичної галузі, обумовлений, передусім, введенням різних пільг для девелоперів альтернативної енергетики, а також прийняттям т.з. "зелених" тарифів на електроенергію, отриману з використанням ТВЕ, які є одними з найвищих в Європі, аж до 2030 року. За даними Української вітроенергетичної асоціації, завдяки прийняттю податкових пільг на виробництво і ввезення устаткування для виробництва "чистої" енергії, а також дії високих "зелених" тарифів на купівлю електроенергії, отриманої з використанням ТВЕ, тільки за останні півтора роки в країні була запущена в експлуатацію половина із загальної кількості встановлених ВЕС. НКРЕКП встановлює «зелені» тарифи для кожного виробника ТВЕ. Розмір «зеленого» тарифу для виробника ТВЕ залежить від [2]: технології; потужності електростанції; дати введення в експлуатацію.

Закон України «Про альтернативні джерела енергії» встановлює коефіцієнти для визначення «зеленого» тарифу для кожної електростанції. «Зелений» тариф на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств, споживачами, у тому числі енергетичними кооперативами, встановлюється НКРЕКП єдиним для всіх приватних домогосподарств, споживачів, у тому числі енергетичних кооперативів, за кожним видом ТВЕ. Розмір «зеленого» тарифу прив'язаний до євро. «Зелений» тариф виплачується у гривнях. Однак кожного кварталу НКРЕКП переглядає розмір «зеленого» тарифу в гривнях (таблиця 1.1).

Слід зазначити, що з 2020 року «зелений» тариф знижується [2]:

- для сонця: на 25% з наступним зниженням на 2,5% щороку протягом 3 років;
- для вітру: на 10% в 2020 році та на 10% в 2025 році.

Таблиця 1.1 – Встановлений «зелений» тариф за МВт·год за діючою системою підтримки [2]

ТВЕ	Потужність (кВт)	Дата введення в експлуатацію					
		2019 Євро за МВт· год	2020 Євро за МВт· год	2021 Євро за МВт· год	2022 Євро за МВт· год	2023-2024 Євро за МВт· год	2025-2029 Євро за МВт· год
ВЕУ	< 600	58,2	51,7	50,6	49,5	49	45,2
	600 – 2000	67,9	60,3	59,2	58,2	57	52,8
	> 2000	101,8	90,5	90,5	90,5	90,5	79,2
СЕС	10 МВт або < 10 МВт	150,2	112,5	108,8	105	101,2	97,5
	> 10 МВт	150,2	112,5	108,8	105	101,2	97,5
БіоЕС/ Біогаз ЕС		123,9					
Мікро-ГЕС	< 200	174,5	157,2				139,5
Міні-ГЕС	200 – 1000	139,5	125,5				111,5
Мала ГЕС	1000 – 10000	104,5	94,2				83,5

Нині в Україні налічується 573 ВЕС, які постачають електроенергію за «зеленим» тарифом (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 -ВЕС, які постачають електроенергію за «зеленим» тарифом, станом на 31 грудня 2019 року [2]

№	Назва ВЕС	Повне найменування суб'єкта господарювання, що має у користуванні об'єкт	Встановлена потужність (МВт)	Кількість та модель ВЕУ	Статус ВЕС
---	-----------	--------------------------------------------------------------------------	------------------------------	-------------------------	------------

		електроенергетики			
МИКОЛАЇВСЬКА ОБЛАСТЬ					
1.	Вітряний парк Очаківський	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	52,6	19 x 2,5 МВт WTU2.5 2 x 3,3 МВт WTU3.3 1 x 3,5 МВт WTU3.5	в роботі
2.	Вітряний парк Благодатний	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	9,5	2 x 2,5 МВт WTU2.5 1 x 4,5 МВт WTU4.5	в роботі
3.	Вітряний парк Причорноморський	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	33,2	3 x 2,5 МВт WTU2.5 2 x 3,0 МВт WTU3.0 3 x 3,2 МВт WTU3.2 2 x 3,3 МВт WTU3.3 1 x 3,5 МВт WTU3.5	в роботі
4.	Вітряний Парк Південний	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	7,0	2 x 3,5 МВт WTU3.5	в роботі
5.	Вітряний Парк Щасливий	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	7,0	2 x 3,5 МВт WTU3.5	в роботі
ЛУГАНСЬКА ОБЛАСТЬ					
6.	Вітряний парк Краснодонський	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	25	10 x 2,5 МВт Fuhrlander FL2500 – 100	знаходяться на тимчасово непідконтрольній території, не постачають електроенергію до ОЕС України
7.	Вітряний парк Лутугінський	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	25	10 x 2,5 МВт Fuhrlander FL2500 – 100	знаходяться на тимчасово непідконтрольній території, не постачають електроенергію до ОЕС України
ДОНЕЦЬКА ОБЛАСТЬ					
8.	Вітряний парк Новоазовський	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	57,5	23 x 2,5 МВт Fuhrlander FL2500 – 100	знаходяться на тимчасово непідконтрольній території, не постачають електроенергію до ОЕС України
9.	ВЕО Вітроенергопром	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	30,53	204 x 0,1075 МВт USW56 – 100 6 x 0,6 МВт Turbowinds T600 – 48 2 x2,5 МВт Fuhrlander FL2500 – 100	знаходяться на тимчасово непідконтрольній території, не постачають електроенергію до ОЕС України
10.	Краматорська ВЕС	ТОВ «УК «Вітряні парки України»	13,5	3 x 4,5 МВт WTU4.5	в роботі
ХЕРСОНСЬКА ОБЛАСТЬ					
11.	Новоросійська ВЕС	ТОВ «Віндкрафт Україна»	9,225	3 x 3,075 МВт Vestas V112	в роботі
12.	ВЕС Ставки	ТОВ «Віндкрафт Україна»	9,225	3 x 3,075 МВт Vestas V112	в роботі
13.	ВЕС Берегова	ТОВ «Віндкрафт Україна»	12,3	4 x 3,075 МВт Vestas V112	в роботі

Продовження таблиці 1.2 [2]

	Назва ВЕС	Повне найменування суб'єкта господарювання, що має у користуванні об'єкт електроенергетики	Встановлена потужність (МВт)	Кількість та модель ВЕУ	Статус ВЕС
14.	Новотроїцька ВЕС	ТОВ «Віндкрафт Таврія»	72,6	12 x 3,65 МВт Vestas V126 8 x 3,6 МВт Vestas V136	в роботі
15.	Овер'янівська ВЕС	ТОВ «Віндкрафт Україна»	68,4	19 x 3,6 МВт Vestas V -136	в роботі
16.	Мирненська ВЕС	ТОВ «Віндкрафт Каланчак»	163,0	35 x 4,2 МВт Vestas V -150 4 x 4,0 МВт Vestas V -150	в роботі
17.	Сиваська ВЕС	ТОВ «Сивашенергопром»	2,92	16 x 0,1075 МВт USW56 – 100 2 x 0,6 МВт Turbowinds T600 – 48	в роботі
ЗАПОРІЗЬКА ОБЛАСТЬ					
18.	Ботієвська ВЕС	ТОВ «Вінд Пауер» (ДТЕК)	199,875	65 x 3,075 МВт Vestas V112	в роботі
19.	ВЕС Приморська 1	ТОВ «Приморська вітро-електростанція» (ДТЕК)	99,58	26 x 3,83 МВт GE 3.8 – 130	в роботі
20.	ВЕС Приморська 2	ТОВ «Приморська вітро-електростанція 2» (ДТЕК)	99,58	26 x 3,83 МВт GE 3.8 – 137	в роботі
21.	Орлівська ВЕС	ТОВ «Орлівська вітро-електростанція» (ДТЕК)	98,8	26 x 3,8 МВт Vestas V126	в роботі
ОДЕСЬКА ОБЛАСТЬ					
22.	ВЕС Овід Вінд	Gürış İnşaat ve Mühendislik A.Ş	32,67	9 x 3,63 МВт GE 3.6 -137	в роботі
ЛЬВІВСЬКА ОБЛАСТЬ					
23.	ВЕС Старий Самбір 1	ТОВ «Еко-Оптіма»	13,2	4 x 3,3 МВт Vestas V112	в роботі
24.	ВЕС Старий Самбір 2	ТОВ «Карпатський вітер»	20,7	6 x 3,45 MW Vestas V136	в роботі
КИЇВСЬКА ОБЛАСТЬ					
25.	Вітротурбіна Bonus	ТОВ «Виробничо-Комерцій- на Фірма «ЛІГЕНА»	0,45	1 x 0,45 МВт Bonus 450/37	в роботі
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКА ОБЛАСТЬ					
26.	ВЕС Шевченкове-1 Перша черга	ТОВ «Вінд Енерджі»	0,6	1 x 0,6 МВт Nordex N43	в роботі
ТЕРНОПІЛЬСЬКА ОБЛАСТЬ					
27.	Зборівська ВЕС	ТзОВ «Зборівська птахофабрика»	1,98	3 x 660 кВт Vestas V47	в роботі
28.	ВЕС Біоенергопродукт	ТОВ «Біоенергопродукт»	4,0	2 x 2,0 МВт Enercon E70	в роботі
ВСЬОГО:			1169,935 МВт	573 ВЕУ	

1.2 Перспективні технологічні конфігурації комбінованих систем електрозабезпечення електропостачання із виконанням вимог щодо приєднання до розподільної електричної мережі

Сучасні електроустановки для автономного електропостачання можна будувати на базі автономних вітрових та сонячних електростанцій або на основі спільного використання відновлюваних джерел енергії та дизельних електростанцій. Варіант з генерацією дизеля може бути реалізований з використанням дизельної електростанції як резервного джерела живлення або для роботи з установками відновлюваної енергії на загальному навантаженні.

Кодекс операторів систем розподілу ОСР визначає вимоги та правила, які регулюють взаємовідносини операторів систем розподілу (далі - ОСР), оператора системи передачі (далі - ОСП), користувачів системи розподілу (далі - Користувачі) та замовників послуг з приєднання щодо оперативного та технологічного управління системою розподілу, її розвитку та експлуатації, забезпечення доступу та приєднання електроустановок, встановлює базові системні вимоги, спрямовані на забезпечення надійного функціонування і розвитку системи розподілу [4].

Мала система розподілу (Кодексу систем розподілу) визначає критерії та класифікації МСР, а також особливості відносин між та її Користувачами, що провадять діяльність на ринку електричної енергії.

Електрична мережа класифікується як МСР, якщо вона одночасно підпадає під такі критерії за величинами:

- кількість приєднаних точок (Користувачів - юридичних або фізичних осіб) до МСР більше 2;
- приєднана потужність Користувачів МСР більше 50 кВт;
- середньомісячний обсяг розподілу електричної енергії МСР більше 5 тис. кВт·год;
- розподіл електричної енергії здійснюється менше 10000 побутових споживачів, що пов'язані з власниками МСР договірними відносинами або на інших правових підставах, та/або ця система перебуває у спільній власності таких побутових споживачів.

Оператори малої системи розподілу виконують функції, мають права та обов'язки оператора системи розподілу щодо користувачів малої системи розподілу з урахуванням особливостей, визначених кодексом системи розподілу та правилами роздрібного ринку, без відповідних ліцензій [4].

В той же час, беручи до уваги:

- необхідність безперебійного забезпечення електричною енергією субспоживачів(користувачів), що живляться від мереж основного споживача, які підключені виключно до мереж оператора системи передачі;

- необхідність проведення певних організаційних заходів та часу для набуття статусу МСР та ОМСР;

- початок функціонування нового роздрібного ринку електричної енергії з 01 січня 2019 року [5].

1.3 Переваги й тенденції технологічного вдосконалення розвитку вітроенергетичних агрегатів для малих вітроелектростанцій

1.3.1 Загальна інформація про об'єкта дослідження

ВЕС планується розмістити на території ТОВ "Вілія-Трейд" (колиш. ТОВ "Луцький комбікормовий завод"). Загальна потужність встановлених вітрових агрегатів буде становити 150 кВт.

Завод здійснює виробництво комбікорму та кормосуміші. Потужність цеху - 4 тонни за годину. Інші види діяльності підприємства - трейдерство зерновими та олійними культурами, продаж борошна, макаронів, круп та інших видів продукції. Майданчик розміщення ВЕС знаходиться поблизу міста Луцьк Волинської області (рисунок 1.3) [6].



Рисунок 1.3 - Розміщення ВЕС

Переробкою зернових займається ТЗОВ “ВОЛИНЬ-ЗЕРНО-ПРОДУКТ”, виробничий комплекс якого включає:

- Один млин турецького виробника HURMAK Compact 2002, які призначені для помолу зерна пшениці на хлібопекарське сортове борошно. Конструкція млинів включає в себе останні досягнення в галузі борошномельного машинобудування. Являє собою два модуля розміщених на рамках в один поверх (відділ підготовки зерна до помолу і розмельне відділення). Здійснюється двоступенева очистка: перша- перед відволожуванням зерна, друга- після. Час відволожування від 4 годин. Продуктивність переробки одного комплексу 60 тон зерна на добу [7].
- Млин з переробки зерна жита продуктивністю переробки 25 тон зерна на добу (включає доочистку зерна та розмельне відділення).
- Нове обладнання українського та іноземного виробника з виробництва комбікормів (рисунок 1.4), на якому процес технології виробництва контролюється спеціальною програмою, що виключає відхилення від зміни рецепту заданого комбікорму.



Рисунок 1.4 - Технологічна лінія виробництва комбікормів

Джерело :ТОВ ВІЛІЯ-ТРЕЙД [7]

Технологічна лінія заводу передбачає два етапи при виробництві комбікормів:

- 1) виробництво БВМД (білково-вітамінно мінеральних добавок);
- 2) виробництво комбікормів.

Ця особливість технологічної лінії дозволяє здійснювати виробництво як повноцінних комбікормів, так і збагачених на білок преміксів – так званих 25%-30% концентратів до певної групи зернових (наявних в господарстві) і для певної групи тварин [7].

Ситуація на ринку потребує прискорити процес зменшення обсягів використання електроенергії на заводі, щоб забезпечити його енергонезалежність.

Передбачається будівництво ВЕС для здешевлення виробництва за рахунок використання відновлюваних технологій (ТВЕ). Збудована ВЕС повинна покривати навантаження об'єкта, а залишок електроенергії продавати за «зеленим тарифом».

Для пошуку раціональних технічних рішень щодо забезпечення споживачів об'єкта електричною енергією, бажано одержати статистичні, або сформувати прогнозні дані про обсяги споживаної енергії у вигляді графіків електричних навантажень підприємства. Нижче приведений добовий графік споживання електричної енергії для підприємства ТОВ «Вілія-Трейд» (рисунок 1.5).

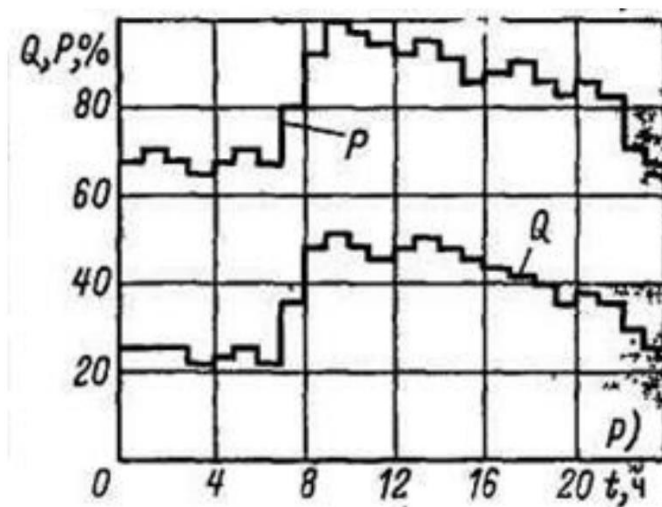


Рисунок 1.5 - Графік навантаження підприємств харчової промисловості

На рисунку 1.5 показано добові графіки навантажень для харчової промисловості, тут P, Q – активне і реактивне навантаження робочого дня.

Склад ЕП дуже різноманітний. Основні ЕП мають потужності від 0,2 до 30 кВт. Великими ЕП є: насоси, вентилятори, дробарки, сушарки, жаровні, центрифуги

потужністю до 100 кВт. Напруга живлення ЕП змінне 380 В. Режим роботи ЕП тривалий, ПКР і короточасний.

Було проведено дослідження вітропотенціалу в обраній локації. Графік швидкості вітру зображений на рисунку 1.6.

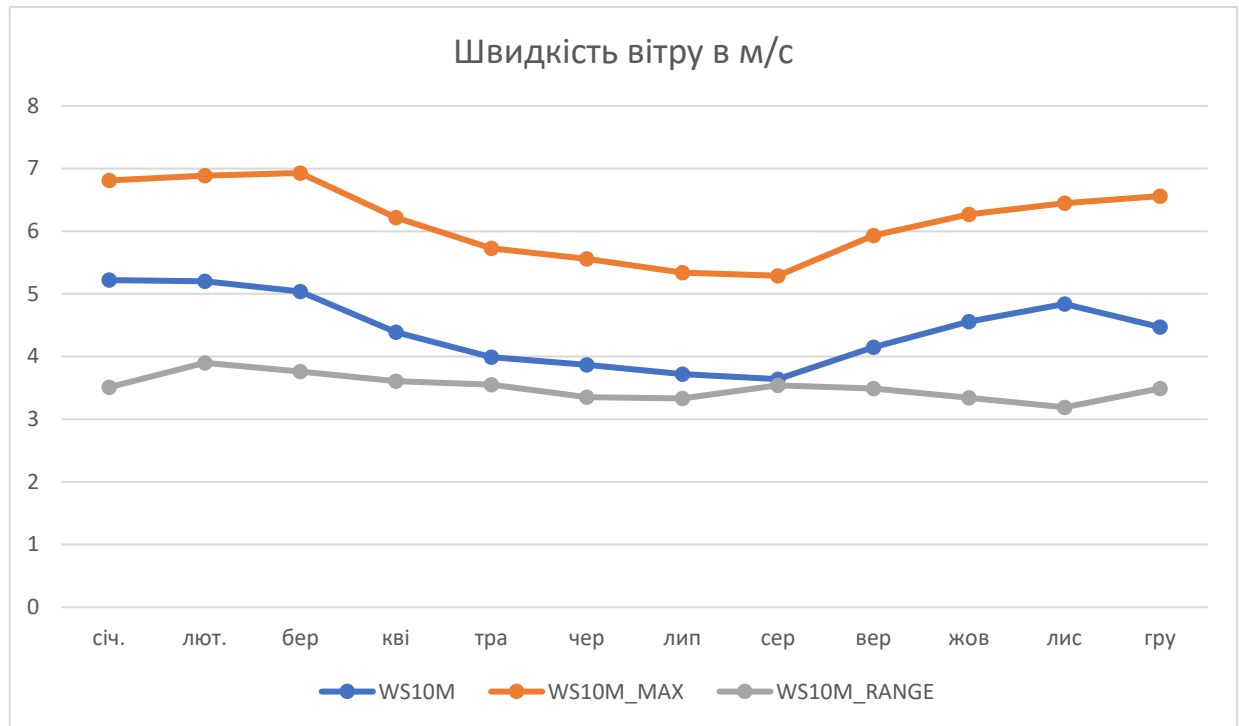


Рисунок 1.6 - Швидкість вітру в м/с (10 метрів *над* відкритою рівною поверхнею)

Джерело <https://power.larc.nasa.gov/> [8]

1.3.2 Електричні навантаження об'єкта електропостачання

Об'єктом електропостачання було обрано завод який здійснює виробництво комбікорму та кормосуміші.

На заводі електроенергія споживається для виробництва кормів, водопостачання, а також для обігріву та освітлення приміщень.

Показники встановленої потужності, кількості годин використання та річного споживання електроенергії заводом виробництва комбікорму та кормосуміші наведено в таблиці 1.3:

P_e – встановлена потужність споживачів електроенергії;

$T_{вик}$ – кількість годин використання на рік;

$W_{рік}$ – річне споживання електроенергії.

Таблиця 1.3 –Показники встановленої потужності, кількості годин використання та річного споживання електроенергії

Процес, агрегат	P_v , кВт	$T_{вик}$, год	$W_{рік}$, кВт·год
1. Освітлення	0,8	5840	4672
2. Приготування комбікорму			
Млин HURMAK	95	1095	104025
-насоси	3	1095	3285
- водонагрівач	1	1095	1095
-дробарки	2	1095	2190
-сушарки	5	1095	5475
-жаровні	8	1095	8760
-центрифуги	50	1095	54750
3. Мікроклімат			
- вентиляція	3,5	8760	30660
- опалення	5	3600	18000
4. Водопостачання	0,5	1095	547,5
Разом	173,8		233459,5

Споживана потужність дуже залежить від пори року і також від навантаження цехової лінії , тому було побудовано графіки електричних навантажень для теплої та холодної доби року (рисунок 1.7 та 1.8 відповідно).

Дані також представлено в табличному вигляді в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Споживана потужність в залежності від часу доби та сезону

Літній період		Зимовий період	
Години доби	Споживана потужність, кВт	Години доби	Споживана потужність, кВт
0-1	30,00	0-1	35
1--2	31,00	1--2	34
2--3	20,00	2--3	26
3--4	15,00	3--4	21
4--5	18,00	4--5	27
5--6	20	5--6	30
6--7	25	6--7	36
7--8	50	7--8	68
8--9	70	8--9	84
9--19	80	9--19	92
10--11	85	10--11	100
11--12	100	11--12	117
12--13	60	12--13	91
13-14	120	13-14	135
14-15	125	14-15	128
15-16	140	15-16	170
16-17	100	16-17	164
17-18	110	17-18	135
18-19	115	18-19	119
19-20	78	19-20	84
20-21	50	20-21	61
21-22	40	21-22	46
22-23	38	22-23	45
23-24	35	23-24	39

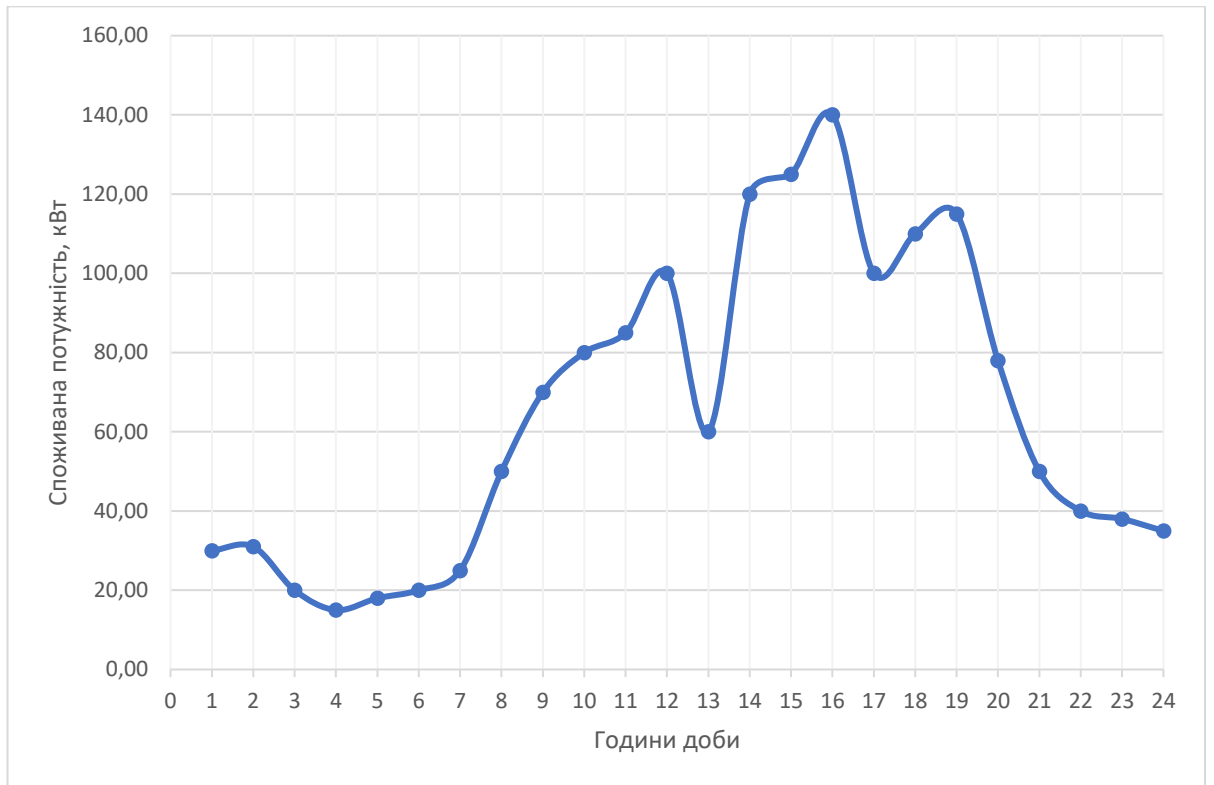


Рисунок 1.7 – Графік електричних навантажень для літнього періоду

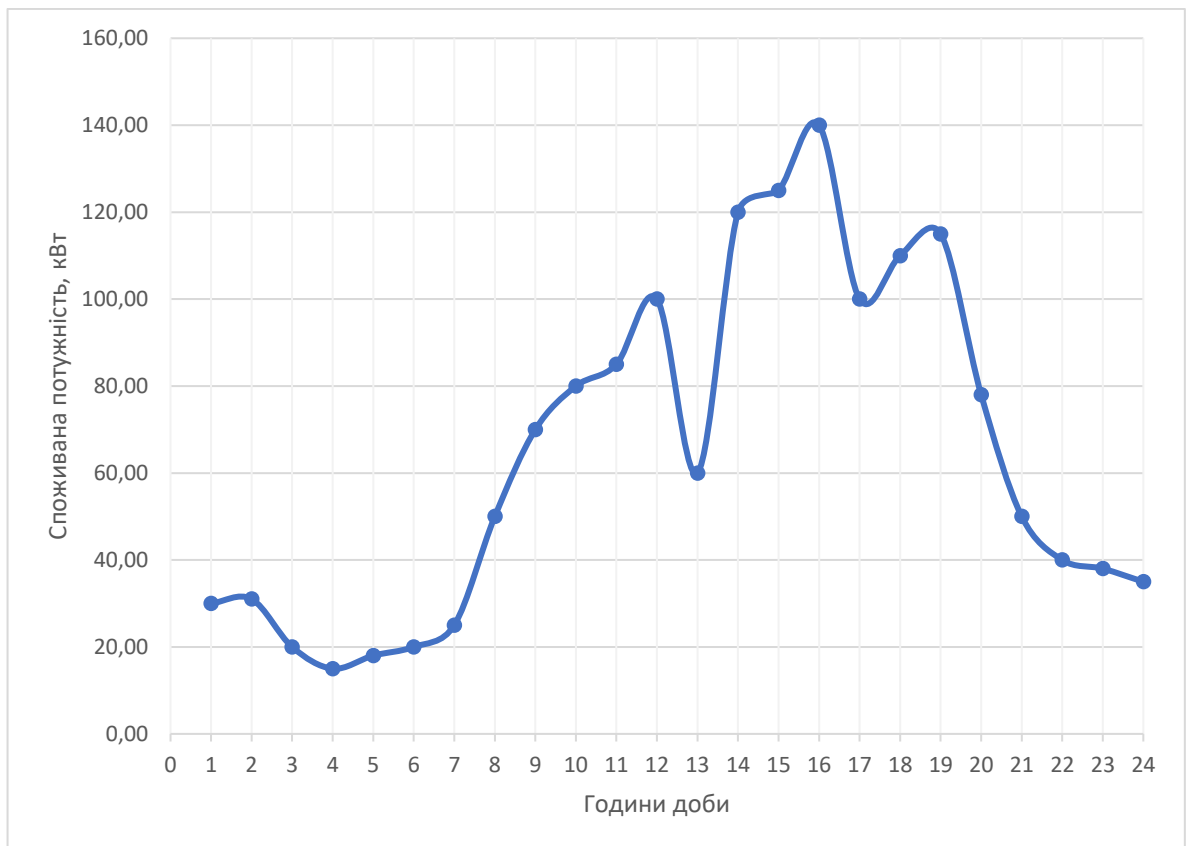


Рисунок 1.8 – Графік електричних навантажень для зимового періоду

Графіки електричних навантажень характеризуються трьома максимумами електричного навантаження: обіднім – з 11 до 12 год, днівним -15-16 та вечірнім – з 18 до 19 год, коли разом з обігрівальними приладами, освітленням та вентиляцією працює обладнання для приготування комбікормів.

Було проаналізовані дані технічного навантаження об'єкта і технічні характеристики, та були обрані ВЕУ EuroWind 50 в кількості трьох одиниць, технічні дані цієї моделі наведено у додатку А. Обрані ВЕУ будуть частково покривати навантаження об'єкту, але це дозволить економити гроші за електроенергію.

1.3.3 Тенденції вдосконалення розвитку вітроенергетичних агрегатів

Технічно існує кілька визначень малих вітрогенераторів. Міжнародна електротехнічна Комісія (IEC) у стандарті IEC 61400-2 визначає як малий вітрогенератор такий, що має ротор площа якого менше 200 м², та відповідає номінальній потужності приблизно 50 кВт, що генерує напругу нижче 1000 В змінного струму або 1500 В постійного струму. Більше того, у Великобританії невеликі вітрові турбіни поділяються далі на три категорії: мікровітрові турбіни (0-1,5 кВт), малі вітрові турбіни (1,5-15 кВт) та малі турбіни середнього вітру (15-100 кВт) [38].

Турбіна малих вітрогенераторів, як і для великих вітрогенераторів, залежить від середньорічної швидкості вітру на ділянці – при вищій швидкості вітру виробляють більше енергії. Тому точний прогноз швидкості вітру є важливим для розрахунку вироблення електроенергії малого вітрогенератора, представляючи основу для його економічної продуктивності. Для малих вітрогенераторів достатній вітровий потенціал повинен перевищувати середнє значення 4,5-5 м/с річної швидкості вітру. Наприклад, вітрогенератор номінальної потужності 1 кВт з діаметром ротора 3 м та при середньорічній швидкості вітру 5 м/с на місці установки, при максимальному коефіцієнту потужності (ср) становить 40% за оцінками, це може виробити 2000 кВт-год на рік. Вітрогенератор потужністю 5,0 кВт з діаметром ротора 5,5 м при 5,0 м / с середньорічної швидкості вітру може виробляти 9167 кВт-год/рік, тоді як та сама турбіна на ділянці із середньорічною швидкістю вітру 7,0 м/с

може мати щорічне виробництво більше 17000 кВт-год. Більше того, вітрогенератор потужністю 10 кВт може виробляти 25000 кВт/год щороку, достатньо для покриття потреб у електроенергії для домашнього споживання, тоді як вітрогенератор потужністю 50 кВт із розрахунковим виробництвом 217 000 кВт/год із середньорічною швидкістю вітру 7,0 м/с, здатне покрити потреби невеличкого села [38]. Незважаючи на ринок тенденція використання малої вітрової системи в електромережі та міському середовищі, поза мережею (автономної або міні grid) продовжують відігравати важливу роль у віддалених районах, що розвиваються та країн що розвиваються. Завдяки впровадженню науково-технічних досягнень, збільшенню потужності вітроелектростанцій, що об'єднують ряд ВЕС, собівартість електроенергії, яка виробляється ВЕС, знизилась і практично зрівнялась із собівартістю електроенергії ТЕС, а з урахуванням додаткових витрат, пов'язаних з екологічними факторами, буде нижча [9].

Подальше зниження вартості й підвищення ефективності ВЕС досягаються збільшенням потужності ВЕС і ВЕС, зростанням техніко-економічних показників ВЕС при впровадженні нових науково-технічних рішень.

Тому розвиток ВЕС прямує шляхом як збільшенням одиничної потужності ВЕС, так і їх кількості в складі ВЕС і відповідно в цілому потужності ВЕС. Модульна компоновка ВЕС при збільшенні одиничної потужності за останні роки до 5 МВт і більше створює сприятливі умови для їх роботи в об'єднаних енергосистемах, дозволяє підвищити їх надійність і ефективність.

Найважливіший показник – коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) – зріс до 25%, а за прогнозами до 2030 р. може досягнути 30%. Завдяки своїй доступності енергія вітру знаходить широке використання в малій вітроенергетиці, в локальних системах енергопостачання споживачів.

Існує багато переваг розвитку вдосконалення розвитку вітроенергетичних агрегатів, серед них можна виділити [10]:

- Переваги для довкілля: відновлювальне джерело енергії, що зменшує залежність від викопного палива, скорочує рівень викидів парникових та інших шкідливих газів і сприяє боротьбі зі зміною клімату.

-Економічні переваги: енергія вітру доступна практично в будь-якій країні й не залежить від коливання цін на викопне паливо, запаси якого невпинно скорочуються. За останні десятиріччя вартість вітрових електроустановок (ВЕУ), витрати на їх встановлення і обслуговування значно знизилися. В майбутньому ці витрати продовжуватимуть зменшуватися. Встановити невелику ВЕУ можуть дозволити собі навіть кінцеві споживачі, особливо в тих країнах, де існують дотації та пільги на розвиток вітроенергетики

-Розширення світового ринку вітроенергетики призвело до значного падіння цін на енергію, що виробляється вітром. Сучасні ВЕУ щорічно виробляють у 180 разів більше електроенергії, ніж 20 років тому. При цьому кіловат виробленої енергії подешевшав щонайменше вдвічі. При вдалому розташуванні вітроенергетичні станції можуть конкурувати за економічними показниками з атомними і тепловими електростанціями (АЕС і ТЕС відповідно). Сучасна вітроенергетика є однією з найбільш розвинених і перспективних галузей відновлюваної енергетики.

Найбільше поширення з мережних установок сьогодні одержали ВЕУ з одиничною потужністю від 100 до 500 квт. Питома вартість ВЕУ потужністю 150 квт складає сьогодні близько 3000 \$/квт і має тенденцію до зниження [10].

Висновки до розділу

Розглянуто стан розвитку ринку електроенергії України. Опрацьовані тарифи на електроенергію по «зеленому» тарифу для ВЕС. Важливим також є система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Ринок розвивається, вітроенергетичні установки вдосконалюються, разом з цим зростає попит на відновлювальну енергетику, яка уже може конкурувати з іншими видами вироблення електроенергії.

2 ОСОБЛИВОСТІ КОМПОНУВАЛЬНОГО РІШЕННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

2.1 Умови функціонування розподільних електричних мереж за наявності джерел розосередженої генерації

В Україні діють державні стандарти, які мають відношення до характеристик якості енергії, що генерують саме об'єкти РГ (таблиця 2.1). Ці стандарти розроблено технічним комітетом зі стандартизації ТК 48 «Енергозбереження» [11], у складі якого є підкомітет «Нетрадиційні і поновлювані джерела енергії», а також ТК 162 «Керування енергетичними системами та пов'язані з ним процеси інформаційної взаємодії» [12], у складі якого є підкомітет «Якість електричної енергії».

На сьогоднішній день тільки чинний з 1 серпня 2016 р. стандарт ДСТУ Е1М 50438:2015 [13] містить повний комплекс необхідних вимог до технічних характеристик обладнання об'єкта РГ. У ньому визначено граничні рівні емісії збурень від генератора до електричної мережі (що впливають на якість генерованої електроенергії) та його здатність функціонувати в умовах відхилень частоти і напруги в розподільній мережі, а також вимоги до заземлення, алгоритму роботи і параметрів схеми захисту для низьковольтних об'єктів малої потужності. В той же час внаслідок тривалої процедури узгодження цього стандарту на момент його опублікування він вже не відповідав діючій міжнародній версії ЕК 50438 від 2013 р. [15].

Слід зазначити, що з наведеного в таблиця 2.1 переліку стандартів України з вітроенергетики лише стандарт ДСТУ ІЕС WT 01:2007 [14] є ідентичним останній версії відповідного міжнародного стандарту. Хоча формально стандарт ІЕС WT 01:2001 вважається скасованим рішенням МЕК після введення в дію в 2010 р. стандарту ІЕС 61400-22:2010, у деяких країнах, наприклад у Голландії, він досі є основою сертифікаційних процедур об'єктів вітроенергетики. П'ять національних стандартів з табл. 2.1 розроблено на основі застарілих версій міжнародних стандартів МЕК, що мають суттєві розбіжності з відповідними діючими версіями. Зазначені стандарти не можуть бути основою для розробки національних правил під'єднання об'єктів РГ,

оскільки не відображають сучасні підходи до забезпечення належної якості генерованої енергії.

Один з наведених у таблиці документів [15] розроблено без використання в якості прототипу якого-небудь міжнародного стандарту.

Таблиця 2.1 - Діючі державні стандарти України, які мають відношення до характеристик якості енергії, що генерують об'єкти РГ [15]

ДСТУ ІЕС WT 01:2007	Система ІЕС перевіряння відповідності та сертифікації вітряних турбін. Правила і процедури (ІЕС \УТ 01:2001, ГОСТ) [14] '
ДСТУ ІЕС 61400-1- 2001	Системи турбогенераторні вітряні. Частина 1. Вимоги безпеки (ІЕС 61400-1:1999, ГОСТ) [16]
ДСТУ ІЕС 61400-2- 2001у	Системи турбогенераторні вітрові. Частина 2. Безпечність малих вітрових турбін (ІЕС 61400-2:1996, ГОСТ) [17]
ДСТУ ІЕС 61400- 21:2002	Системи турбогенераторні вітряні. Частина 21. Вимірювання та оцінювання характеристик якості енергії вітряних турбін, підключених до мережі (ІЕС 61400- 21:2001, ЮТ) [18]
ДСТУ ІЕС 61400- 22:2002	Системи турбогенераторні вітряні. Частина 22. Сертифікація вітряних турбін (ІЕС 61400-22:1999) [19]
ДСТУ 7338:2013	Вітроенергетика. Установки електричні вітряні малої потужності. Методи випробування [20]
ДСТУ ІЕС 50438:2015	Вимоги до паралельного приєднання мікрогенераторів до низьковольтної розподільчої мережі загальної призначеності (ЕІЧ 50438:2007, ГОТ) [21]

У разі проведення аналізу нормативно-технічної бази України в галузі РГ слід мати на увазі, що в Україні вимоги до об'єктів РГ, які визначено в державних негармонізованих стандартах України (що не перебувають у списку до будь-якої європейської Директиви Нового та Глобального підходу), самі по собі не мають

обов'язкової сили [15]. Тому державні стандарти України в галузі РГ мають бути доповнені документами державних органів влади та відомчими правилами і інструкціями, які в нашому випадку прямо або опосередковано стосуються вимог щодо якості напруги, безпеки і стійкості електричних мереж України. Розглянемо найбільш важливі із зазначених документів. Постанова Кабінету Міністрів України від 19 лютого 2009 р. № 126 «Про особливості приєднання до електричних мереж об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел» розглядає в основному організаційні аспекти процедури під'єднання. Її важливим положенням є те, що «організаційно-технічні заходи зі створення умов для передачі електричної енергії в місцеві (локальні) електричні мережі від точки приєднання установки, що виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел, з установленою потужністю до 10 МВт (далі - установка з виробництва електричної енергії) здійснюються відповідно до договору про приєднання... Примірний договір про приєднання до електричних мереж установки з виробництва електричної енергії затверджує Національна комісія регулювання електроенергетики» [15].

Правила приєднання електроустановок до електричних мереж [15] (далі - Правила), що затверджено постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики від 17.01.2013 № 32. Зазначені Правила діяли до моменту прийняття в 2018 р. Кодексу систем розподілу і розглядали умови, які мають бути виконані під час приєднання генеруючих електроустановок, у тому числі з використанням альтернативних джерел енергії. Зазначене приєднання в термінах цих Правил відносилось до типу приєднання, яке не є стандартним. Зараз замість окремого документа Правил у Кодексі систем розподілу є розділ IV «Порядок приєднання до систем розподілу» аналогічного змісту, в якому окремо передбачено приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії (у тому числі генеруючих установок приватних домогосподарств).

Галузеві правила під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж ГKD 341.003.001.001-2000 [22], що затверджено Міністерством палива та енергетики в 2000 р., є найбільш універсальним документом і стосуються широкого кола

об'єктів вітроенергетики потужністю від декількох кіловат до 70 МВт, що приєднують до електричних мереж напругою від 0,4 до 110 кВ.

Вимоги цього нормативного документа є обов'язковими для проектних і експлуатаційних організацій, підвідомчих Міненерго-вугілля України, але рекомендаційними для підприємств і організацій, які видають технічні умови на будівництво і під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж енергосистем [15].

Зазначені Правила містять пункт в якому розглядаються вимоги щодо якості електроенергії, але в загальному декларативному вигляді: «Якість електроенергії, виробленої на ВЕС, повинна відповідати вимогам ГОСТ 13109-97». Очевидно, що це положення не враховує ступінь впливу ДРГ різної потужності на якість напруги електропостачання і не визначає зони відповідальності за її забезпечення між власником ДРГ і власником електричної мережі. Таке формулювання не дає змоги визначити вимоги до кожного конкретного об'єкта РГ, оскільки загальна якість електроенергії в розподільній мережі залежить від усіх генеруючих об'єктів, а також різного роду нелінійного, несиметричного та змінного в часі навантаження. Реалізація на практиці зазначеного критерію оцінювання може бути прийнятною тільки для одиничних ДРГ великої потужності, що приєднуються до мереж високої напруги, і є занадто складною для масового впровадження ДРГ відносно малої потужності [15].

Крім того, в цьому документі не конкретизовано перелік випробувань, що підтверджують забезпечення нормованих показників якості напруги, виробленої конкретним обладнанням, та не встановлено детальні умови, в яких проводиться їх вимірювання. Зазначено тільки, що «Рекомендується здійснити перевірку умов роботи ВЕС спільно з тепловими електростанціями енергосистеми у години мінімальних добових навантажень, якщо в регіоні енергосистеми, де здійснюється приєднання, сумарна встановлена потужність всіх існуючих ВЕС з урахуванням потужності конкретної ВЕС, що приєднується, перевищить 5 % встановленої потужності блоків ТЕС регіону».

Замість визначення конкретних вимог щодо характеристик обладнання, що впливає на якість електроенергії, або посилення на них розробники Правил рекомендують відповідальним організаціям самостійно розробляти технічні умови (ТУ) на під'єднання ВЕС на свій розсуд:

«Рекомендований порядок видачі ТУ на під'єднання ВЕС. Райони електричних мереж самостійно розробляють ТУ на під'єднання ВЕС до мереж 0,4-10 кВ з генерованою потужністю в мережі до 1 МВт включно, за умови, коли ТУ не торкаються питання реконструкції ПС 35/6-10 кВ і будівництва ПС - 10 кВ». На практиці обленерго використовували типову форму ТУ, що наведено в Додатку 6 до Правил приєднання установок до електричних мереж [15], які зараз є скасованими.

ТУ на приєднання ВЕС встановленою потужністю більше 20 МВт до електричних мереж напругою 10-110 кВ розробляються групою перспективного розвитку Державної акціонерної електричної компанії (ДАЕК) з урахуванням пропозицій ОЕС України. У разі необхідності під'єднання ВЕС до мереж і підстанцій більш високої напруги відповідні ТУ мають бути узгоджені з підприємствами ПЕК «Укренерго». Слід зазначити, що в розділі «Допуск до експлуатації ВЕС і ВЕС» цих Правил відсутній конкретний перелік технічних вимог до об'єктів вітроенергетики або посилань на нормативні документи (технічні стандарти), які їх містять. Замість цього є загальна фраза: «Технічні рішення для нових під'єднаних ВЕС і ВЕС повинні відповідати ТУ, ПУЕ, чинним НД. ВЕС і ВЕС повинні бути забезпечені проектною, технічною і приймально-здавальною документацією». В зазначених вимогах є посилення тільки на один конкретний документ, а саме ПУЕ. а визначення необхідності забезпечення відповідності об'єктів РГ «чинним НД» є абсолютно неінформативним і вимагає деталізації та роз'яснення [15].

В той же час зазначеними Правилами встановлено великий перелік документів організаційного характеру, що необхідно мати для допуску ВЕС до експлуатації:

- акт приймання ВЕС в експлуатацію;

- дозвіл об'єднання районів електричних мереж (ОРЕМ) або району електричних мереж (РЕМ) на під'єднання ВЕС;
- чинні ТУ;
- узгоджені й затверджені проектні матеріали;
- документація про готовність ВЕС і протоколи випробувань устаткування відповідно до чинних НД;
- наявність у Замовника ВЕС навченого персоналу, який має необхідну кваліфікаційну групу;
- підтвердження забезпеченості засобами експлуатації і техніки безпеки, а також документацією для експлуатаційного і чергового персоналу;
- забезпеченість електроустановок захисними і протипожежними засобами у необхідному обсязі;
- наявність необхідного запасу ремонтних і витратних матеріалів.

Зрозуміло, що складна процедура отримання такої великої кількості документів не сприяє поширенню об'єктів РГ, особливо малої потужності. Галузевий документ [15], що затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 28 жовтня 2009 року № 570, визначає основні вимоги щодо приєднання та передавання в електричні мережі енергії, що виробляється вітроелектростанціями, з установленою потужністю не менше як 100 МВт. У цьому документі зазначено:

В Україні питання забезпечення стійкості системи розглядаються в галузевих документах Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, основним з яких є Керівні вказівки СОУ-Н МЕН 40.1.00100227-68: 2012 [15]. У розрахунках динамічної стійкості вузлів, до яких під'єднано ВЕС, треба враховувати їх вимикання станційними засобами протиаварійного керування у разі значних відхилень напруги та/або частоти в мережі енергосистеми з уставками спрацьовування, що вибирають з урахуванням технічних вимог обладнання ВЕС. Системи керування та захисту ВЕС виконують відповідні дії, спрямовані на захист ВЕС від аварійних збурень у мережі енергосистеми, а мережу енергосистеми захищають від аварійних збурень усередині ВЕС.

Згідно з цим пунктом до об'єктів РГ не ставляться вимоги за параметрами ЕВТ, тому виробник обладнання може визначати рівні спрацьовування захисту самостійно. Очевидно, що такий підхід може бути справедливим тільки для об'єктів РГ малої потужності. В той же час у цьому документі наведено рекомендовані значення тривалості КЗ у системі, що можуть бути застосовані в подальшому для встановлення вимог за параметрами ГВТ до об'єктів РГ великої потужності у разі створення кодексу електричних мереж України (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 - Тривалість КЗ, яка може прийматися в розрахунках динамічної стійкості під час проектування та експлуатації в разі відсутності фактичних значень часу вимикання КЗ [15]

Номинальна напруга, кВ	750	500	330	220	110-150
Час вимикання КЗ, с	0,08-0,1	0,12	0,12-0,14	0,16	0,18

2.1.1 Стандартизація малих вітрових турбін

Тенденція до малих вітрових турбін, підключених до мережі, призводить до подальшої необхідності гармонізації інфраструктури якості для малих вітряних турбін. Міжнародне співтовариство багато працювало над цим, спочатку через Рекомендовану Практику Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), а потім як інформаційний додаток до стандарту Міжнародної електротехнічної комісії (ІЕС) ІЕС 61400-2 як етикетка споживача. Стандарти ІЕС складають основу для національних стандартів Американської асоціації вітроенергетики (АВЕА); RenewableUK, раніше Британська асоціація вітроенергетики (ВВЕА); Японська асоціація малих вітрогенераторів (JSWTA). Міжнародний стандарт ІЕС 61400-2 стосується філософії безпеки, забезпечення якості та технічної цілісності та визначає вимоги щодо безпеки малих вітрогенераторів, включаючи проектування, монтаж, обслуговування та експлуатація у визначених зовнішніх умовах [38].

Мета стандарту - забезпечити відповідний рівень захисту від пошкодження при небезпеці протягом запланованого терміну служби, включаючи всі підсистеми, такі як захисні механізми, внутрішні електричні системи, механічні системи, опорні

конструкції, фундаменти та електричне з'єднання з навантаженням. Третя редакція 61400-2 містить інформаційний додаток щодо споживачів маркування, подібне до Етикетки споживачів, розробленої відповідно до Завдання 27 МЕА «Рекомендована практика» [39, 40].

Етикетка споживачів МЕА включає інформацію про щорічні оцінки виробництва енергії на основі випробувань енергоефективності відповідно до ІЕС 61400-12-1,2 іноді і класифікацію конструкції або клас випробувань турбіни, як зазначено в ІЕС 61400-2. У таблиці 2.3 узагальнено відповідні стандарти ІЕС. Відповідність усім цим стандартам в даний час не вимагається органами з сертифікації.

Таблиця 2.3 - Стандарти ІЕС для малих вітрових турбін ІЕС [38]

ІЕС стандарт	Стандартна назва	Статус
ІЕС 61400-2	Вітрогенератор - Частина 2: Малі вітрогенератори	1-а редакція 1995 р. 2-а редакція 2006 р. 3-й перегляд 2013 р.
ІЕС 61400-11	Вітрогенераторні системи - Частина 11: Методи вимірювання акустичного шуму	2006
ІЕС 61400-12-1	Вітрові турбіни - Частина 12-1: Вимірювання потужності вітрогенераторів, що виробляють електроенергію	2006
ІЕС TS 6140013	Вітрові турбіни - Частина 13: Вимірювання механічних навантажень	2001-06
ІЕС 61400-14	Вітрові турбіни - Частина 14: Декларування видимого рівня звукової потужності та значень тональності	2005
ІЕС 61400-22	Вітрові турбіни - Частина 22: Випробування на відповідність та сертифікація	2010

2.2 Проблеми приєднання об'єктів відновлюваної енергетики до розподільних електричних мереж й вимоги до систем захисту генеруальних установок малої потужності із статичним претворювачем частоти у силовому тракті

Зараз набуває актуальності проблема приєднання до українських електромереж нових споживачів електроенергії і електростанцій. Чинні методики приєднання, Кодекси системи розподілу і системи передачі [4], розміри плати за приєднання, суб'єктивність і бюрократичність алгоритму такого приєднання викликають критику [23] виробників електроенергії, споживачів, проектантів та спеціалістів Операторів системи передачі (ОСП) і розподілу (ОСР) [24]. Вимоги

численних нормативів, пов'язаних з особливостями енергетики, надають широке поле для зловживань, значна «корупційна складова» унеможлиблюють реалізацію принципів відкритості і недискримінаційності, що декларує в своїй роботі Державних регулятор монополій - Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП).

Приєднання до електромереж є одним з параметрів в рейтингах інвестиційної привабливості країни і сприятливості ділового середовища «Doing Business».

В Україні, як і в інших європейських країнах, діє система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики [25]. Ця система включає номіновані в євро «зелені» тарифи, диференційовані за типом та потужністю об'єктів, а також за строками введення в експлуатацію. Держава зобов'язується викуповувати у станцій на ТВЕ електроенергію за «зеленим» тарифом до 2030 року. Збільшення частки «зеленої енергії» з ТВЕ в енергобалансі є однією з умов України перед Європейським енергетичним співтовариством.

Зараз відбувається повторне обговорення проекту методики [26], де враховані старі недоліки і пропозицій зацікавлених сторін, але так і не враховані інтереси «малих» виробників. Потужна традиційна генерація вже приєднана до мереж, тобто не вимагає затрат на це, а їх схеми видачі потужності, в основному, недозавантажені через те, що генерація, особливо теплова, працює на 10-30% встановленої потужності і в майбутньому буде тільки зменшуватися. Платити за приєднання за новими високими ставками буде тільки нова «зелена генерація», тим більше, що у більшості випадків забудовники таких станцій інвестують також в інвертори, фільтри, іншу апаратуру для виконання вимог щодо приєднання, капіталомісткі схеми видачі потужностей, хоча за законодавством [24,25] це має робити держава через ОСР і ОСД. Проте обмеження тим же НКРЕКП інвестиційних програм останніх не дозволяє це робити вчасно. А як показують розрахунки електричних режимів, статичної і динамічної стійкості, приєднання розосередженої малопотужної генерації в центрах скупчення навантажень навпаки покращує завантаженість мереж, зменшує питомі втрати електроенергії.

Тому, щоб процедура і розмір плати за приєднання ОСП і ОСР не зменшували інвестиційну привабливість української електроенергетики та доходи інших учасників енергоринку від потенційного збільшення обсягів послуг у майбутньому, пропонується застосовувати знижувальний коефіцієнт до питомої вартості приєднання тим, хто виробляє електроенергію з ТВЕ.

Також знижувальні коефіцієнти можуть бути застосовані при приєднанні до електричних мереж маневреної генерації (наприклад, газотурбінні електростанції станції) і так званих "споживачів-регуляторів" [27], які споживають потужність переважно в години спаду навантажень або "надлишку" генерації тих же ж ТВЕ:

- деякі виробництва,
- системи електроакумуляції,
- електронагріву з теплоакумуляцією,
- котельні на традиційному та біопаливі, індивідуальні теплові пункти (ІТП), що використовують електроподігрів теплоносія у зворотному трубопроводі;
- заправки електромобілів
- тощо.

Збільшення потужності такої генерації і споживачів, які в майбутньому надаватимуть ОЕС України допоміжні (системні) послуги з регулювання, балансування, резервування тощо, передбачено програмою НЕК "Укренерго" з метою підключення додаткової потужності стохастичних СЕС і ВЕС до ОЕС України.

Зростання перетоків в межах наявної пропускної спроможності електромереж, не призводитиме до збільшення капітальних витрат чи умовно-постійних витрат, що формують виробничу собівартість ОСП і ОСР.

Для запобігання зловживань наданими пільгами з боку тих, хто ними скористався, має бути передбачена фінансова відповідальність, а ОСР і ОСП мають бути надані широкі повноваження щодо застосування санкцій, передбачених Кодексами систем передачі і розподілу.

Встановлюються вимоги до систем захисту генерувальних установок малої потужності із статичним перетворювачем частоти у силовому тракті. Всі синхронні генератори інших електростанцій можуть моделюватися з незмінною за величиною перехідною Е.Р.С. за перехідними опорами. АРЗ не враховується, що відповідає незмінній напрузі збудження. Тривалість моделювання електромеханічного перехідного процесу приймається 15 сек. Довготривалі перехідні процеси не розглядаються. Потужність турбіни, в ході перехідного процесу зазначеної тривалості, не змінюється, незважаючи на те що модель АРШ враховується, але їх дія невілюється введеними регуляторами «до себе» через те, що розглядаються процеси динамічної стійкості при незначній зміні частоти. Навантаження в районі, що досліджується моделюються з урахуванням динамічних властивостей, інші навантаження враховуються СХН. Дія АЗПС не враховується. Несиметричні КЗ моделюються шляхом трифазного КЗ за шунтом. Величина опору шунта визначається за значенням напруги в місці КЗ, зокрема прийнято що, для однофазних КЗ напруга прямої послідовності в місці КЗ падає приблизно до 0,5 в.о., для двофазних КЗ (з дією ПРВВ) - до 0,2 в.о. Тривалість КЗ прийнята з урахуванням фактичних значень налаштувань захистів. Вітротурбіна моделюється в залежності від її типу. Вітротурбіна з перетворювачем на повну потужність моделюється статичним (без інерційним) генератором. Рекомендується використання моделі сертифікованої виробником вітротурбіни. Така модель включає відповідні моделі засобів керування вітротурбіною. Таким чином, запропонована методологія дослідження стійкості режимів енергосистем з потужними вітроелектростанціями.

2.3 Режими роботи і участі вітроелектричної станції у протиаварійному управлінні

Визначення вимог до режимів роботи та участі ВЕС у протиаварійному управлінні з метою недопущення та ліквідації аварій в енергосистемах, потрібно виконувати на підставі аналізу існуючих і перспективних балансів потужності та розрахунків усталених режимів і стійкості енергосистем, враховуючи наступне [28]:

а) ВЕС повинні долучатися до протиаварійного управління у разі повного використання інших можливостей щодо забезпечення достатнього рівня надійності роботи енергосистем, (наприклад: залучати ВЕС до протиаварійного розвантаження перетинів та/або окремих транзитних ВЛ, якими здійснюється видача потужності з надлишкових за активною потужністю районів, можливо лише після використання резервів на розгрузку традиційних електростанцій (без відключення їх генеруючого обладнання));

б) на кожному етапі будівництва і експлуатації ВЕС не повинні порушуватися критерії захисту електричної мережі (n-1) до якої вони приєднуються незалежно від того відповідають або не відповідають цьому критерію схеми видачі потужності самих електростанцій до точки приєднання;

в) ВЕС, оснащені ВЕТ з асинхронними генераторами (1 і 2 типу), що безпосередньо з'єднанні з електричною мережею, у разі порушення стабільності режиму енергосистеми відключаються від електричної мережі станційними пристроями захисту, при зниженні напруги до рівня, встановленого виробником устаткування ВЕТ, а у разі відсутності таких вимог при зниженні напруги в точці приєднання $< 0.80 U_n$;

г) всі ВЕС потужністю більше 2 МВт, з ВЕТ у яких частота обертання роторів генераторів, відокремлена інверторами від частоти мережі (3 та 4 тип), та всі будь які компенсуючі пристрої цих електростанцій, повинні [28]:

1) залишатися підключеними до мережі загального призначення, витримуючи падіння напруги в точці приєднання до рівня 20% U_n , як мінімум протягом 0,5 с;

2) мати на станційному рівні відповідну функцію управління генерацією реактивної потужності, яка підтримує напругу в точці приєднання, без зниження рівня активної генерації, у разі падіння напруги, що найменше, на 10% U_n , а при більш глибокому зниженні напруги її підтримка може виконуватися шляхом пріоритетної генерації реактивної потужності за рахунок зниження активної при цьому реактивна потужність повинна знаходитися у діапазоні значень $\cos \phi$, передбаченого кодексом електричних мереж для ВЕС різного рівня потужності; 3) автоматично вимикатися станційними захистами при відхиленні напруги на шинах

ВЕС нижче або вище певних уставок за напругою через деяку витримку часу (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 - Умови відключення інвертора ВЕС [28]

Налаштування захистів генератора та інвертора		ВЕУ з інверторами виробництва Vestas *		СЕС з інверторами виробництва AEG	
		Напруга відключення, кВ	Час вимкнення, сек	Напруга відключення, кВ	Час вимкнення, сек
1	Напруга більше 110% від номінальної	0,715	3600	0,379	0,2
2	Напруга більше 121% від номінальної	0,787	2	-	-
3	Напруга нижче 90% від номінальної	0,587	60	0,310	0,2
4	Напруга нижче 80% від номінальної	0,520	10	-	-

2.4 Засоби підвищення показників якості електропостачання за умови використання регульованих ВЕУ

2.4.1 Активний споживач для об'єкта

Активний споживач або «prosumer» - це той, хто є одночасно споживачем і тим хто виробляє товар. Поява активних споживачів змінює роль кінцевих споживачів у системі розподілу енергії від пасивного придбання електроенергії до планування та виробництва відповідно до індивідуальних потреб. Це також дозволяє вивчати місцеві ТВЕ, а також переваги як гравців, так і системи. Однак новий сценарій приносить надзвичайну складність для вивчення та управління. Існує потреба у розробці нових підходів та інструментів для розуміння системи розподілу енергії, особливо для політиків.

Активні споживачі надають інформацію про найновіші зручності та переваги та ставлення до них у кожному соціальному інтервалі часу в одному і тому ж інтервалі часу контролю в одному і тому ж колі суспільства. У кожному інтервалі часу контролю активні споживачі аналізують історичні ціни, щоб передбачити можливі коливання у споживанні та цінах виробництва. На основі нещодавно

оновленої соціальної інформації та економічних сигналів від макроплеєрів, активні споживачі розраховують власне виробництво та попит, беручи до уваги обмеження виробництва та попиту для наступного інтервалу часу контролю. Після самозабезпечення роль активного споживача визначається як продавець (надлишок генерації) або покупець (дефіцит генерації). Торгуючи в кожному часовому інтервалі, споживач використовує стратегію зменшення прибутку для формування остаточної заявки. У кожному часовому інтервалі контролю самоорганізовані переговори щодо ціни та кількості між активними споживачами в рамках однієї схеми зв'язку або на одній і тій же шині також враховують збалансування премій та циклічних платежів.

Агрегатор навантаження надає послуги від імені активних споживачів, бере участь у ринку місцевих громад на основі модифікованих вузлових цін та збирає інформацію про самоорганізовані міжгалузеві угоди та їх відповідні норми коригування для подання на місцевий ринок. Отримавши скориговані обсяги споживання та генерації та вузлові ціни з місцевого ринку, агрегатор навантаження перераховує ціни споживання та генерації для отримання плати за послугу. Потім скориговані обсяги та змінені ціни відправляються назад до відповідних посередників.

Місцевий координатор електроенергії управляє ринком місцевої громади, використовуючи котирування агрегаторів навантаження, невеликих традиційних генераторів та навантажень в одній громаді, спрямованих на забезпечення найбільш ефективних стимулів для заохочення учасників ринку до досягнення бажаного результату (наприклад, максимізація соціального надлишку, мінімізація загальних втрат, та ін.) з урахуванням експлуатаційних обмежень. Обмін енергією з іншими громадами також розглядається як одне із завдань місцевого координатора електроенергії.

Обмін енергією з іншими громадами також розглядається як одне із завдань місцевого координатора електроенергії. Оскільки місцевий координатор електроенергії не може безпосередньо контролювати попит та генерацію активних споживачів, він використовує вузлові ціни як економічний стимул для активних

споживачів приймати рішення щодо свого попиту та виробництва, що приводить всю систему до бажаного стану.

Регулятор, як єдиний макро-гравець, який формує політику в системі, відповідає за моніторинг функціонування ринку та ефективності всієї системи. «Загальний контроль» системи може здійснюватися регулятором лише за допомогою правил.

Актуальним завданням сучасних енергетичних систем є проектування та експлуатація систем, які інтегрують велику частину відновлюваної енергії, одночасно покращуючи загальну ефективність системи. В останні роки технічні та соціально-економічні дослідження, а також практичний досвід прийшли до висновку, що інтеграція та участь споживача мають вирішальне значення для розумних енергетичних систем. Для досягнення складних кліматичних цілей окремий споживач, соціальне середовище, фізичне середовище, цифрові реалії та економічні умови повинні розглядатися та інтегруватися в успішні рішення та бізнес-моделі.

Більшість наукової літератури передбачає, що загальний попит на енергію, а також споживчий попит на енергію значно зростуть у найближчі роки та десятиліття.

Активна участь споживачів, сучасне інформаційне спілкування та обчислювальні технології є ключовими факторами досягнення успіху.

Таким чином, ключовим елементом будь-якої розумної енергетичної системи є споживач. Ця робота досліджує нові тенденції та проблеми для програм, які повинні ініціювати та утримувати активного споживача участь у розумних енергетичних системах.

Активна участь споживачів у майбутніх розумних енергетичних системах мотивована різними факторами, а саме споживачі мотивовані до підвищення енергоефективності. Споживачі стимулюються забезпеченню гнучкістю через управління попитом.

Процес участі користувачів формує дані, які можуть бути цінними для різних зацікавлених сторін; прикладом може бути прогноз споживання енергії для

оптимального функціонування районів чи міст. Прогнозування попиту на енергію (рисунок 2.1) ілюструє ці цілі в контексті профілю навантаження споживача.

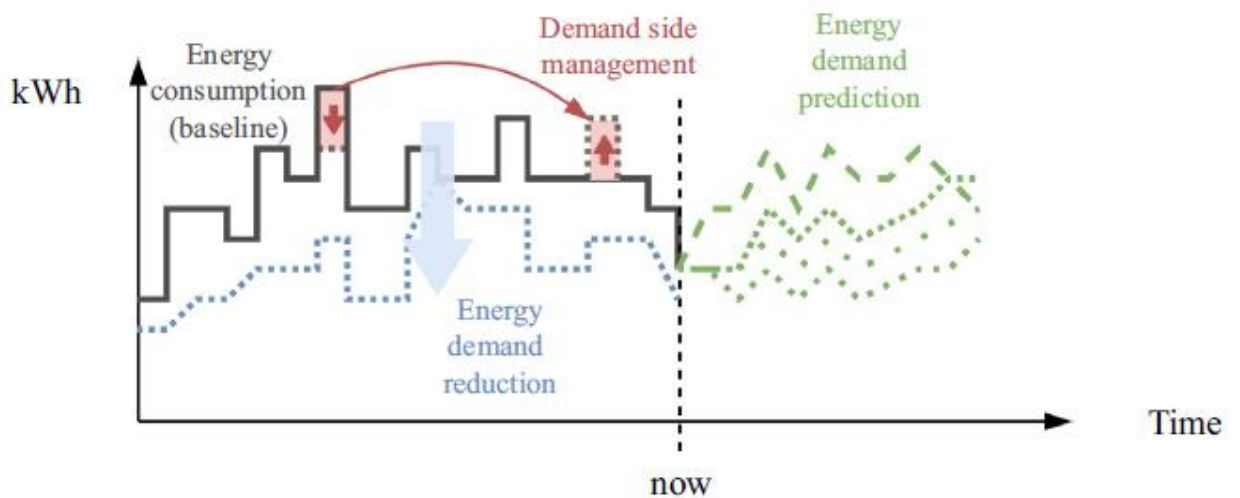


Рисунок 2.1 Мета участі споживачів на прикладі навантаження одного споживача

Розумні енергетичні системи покладаються на активну участь споживачів. Споживач повинен приймати, встановлювати та використовувати розумні продукти та послуги. Потрібно надавати дані та корегувати свою поведінку.

Для сталого енергетичного переходу важливо сприйняти споживачів як активних учасників енергетичних систем. Для побудови розумної енергетичної системи потрібно не тільки потрібно розуміти економічні та технологічні аспекти ринку, існуючі обмеження, також потрібно розуміти споживача як людину і що поведінка людини змінюється.

Споживачі, як активні складові розумної енергетичної системи змінюються і впливають на систему своєю поведінкою за допомогою зміни у споживанні енергії або наданні даних.

Споживачі повинні бути замотивовані. Потужний зовнішній мотиватор поведінки це субсидії та винагороди. Але мотивація та стимули можуть бути дорогими та неможливими для підтримки в довгостроковій перспективі. Енергетичні системи по-різному впливають на споживачів. Щоб досягти будь-якої зміни поведінки споживача, важливо розуміти потреби та переваги споживачів та відповідно надавати послугу.

2.4.3 Переваги активного споживання, що являються у процесі експлуатації системи електрозабезпечення

Перевагами активного споживача є [41] :

- можливість самостійно генерувати енергію, що дозволяє забезпечувати більший рівень само-стійності;
- можливість отримувати прибуток від продажу надлишкової енергії;
- оптимізація використання енергії в залежності від миттєвих цін;
- підвищення рівня надійності енергопостачання та якості електроенергії в системі;
- пристосування до графіка добового споживання через використання систем керування навантаженням, що дозволяє без створення незручностей для споживачів та суттєвої зміни графіка споживання позитивно впливати на мережу;
- вирівнювання та оптимізація графіка споживання.

За умови своєчасного інформування споживачів процес регулювання попиту може відбуватись як у керованому, так і в автоматичному режимі. В автоматичному режимі відключення та підключення керованого навантаження регулюється інтелектуальною керувальною системою, а вироблена власною генерацією енергія направляється до агрегаторів (віртуальних електростанцій), які вже займаються подальшим її розподілом та розповсюдженням [1].

Вигоди, що отримують учасники нового ринку енергії за участі інтелектуальних мереж [41].:

— *генерувальна компанія*: простіший збір інформації про стан та обсяги споживання; виставлення рахунку на основі реального споживання; зменшення навантаження; поліпшені клієнтські служби (такі як підтримка і повідомлення про несправності, інформаційні дисплеї, поради); поліпшена регулярність і стійкість поставки; покращений моніторинг стану мережі та якості наданої послуги; активні кінцеві користувачі; нові тарифи для обраного типу споживання; інтеграція місцевого виробництва; зменшення втрат при передачі енергії;

— *мережева компанія*: нові продукти, засновані на нових технологіях; покращена лояльність клієнтів; нові покупці; централізований контроль

навантаження (зменшені витрати на дисбаланс, точніше прогнозування); покращення робочого балансу (менша схильність до змін цін, зменшення пікових навантажень);

— *кінцеві споживачі*: покращена безпека постачання; покращена якість поставки; більш екологічний процес; більше можливостей впливати на ціну/вартість енергії; більший вибір поставки; передбачувані витрати на енергію; зменшення вартості енергії; зменшення споживання; зменшення навантаження; дохід від виробництва та зберігання енергії [41].

Споживча вартість – це здатність товару задовольняти певну потребу людини. Споживча вартість прямо залежить від споживчих властивостей, тобто визначається корисністю товару.

Корисність товару, своєю чергою – це здатність товару задовольняти потреби, смаки та вподобання споживача. Одночасно споживча вартість є речовим носієм мінової вартості, яка виступає у вигляді кількісного співвідношення, в якому відбувається обмін різних споживчих вартостей, тобто порівнюються їх якість і кількість [42].

Сучасний рівень розвитку джерел розосередженої генерації дозволить активним споживачам генерувати необхідну кількість електроенергії для постачання надлишків у мережу, але без відповідного керування потоками енергії цей вклад буде складно направити у потрібному напрямку та використати максимально ефективно.

Потенціал активних споживачів на ринку електроенергії досить великий, оскільки існує можливість, виходячи зі своїх потреб, оптимізувати графік завантаження своїх потужностей як з метою мінімізації витрат на електроенергію, так і з метою отримання доходу від продажу електричної енергії та потужності. Метою активного споживача є створення зворотного зв'язку та зворотній вплив на постачальників послуг, з метою підвищення якості послуг, а також збільшення участі осіб або організацій у формуванні конкурентного ринку електроенергії.

Поєднання АС та джерел розосередженої генерації в одну структуру дозволяє сформувати мережі, для яких досягається узгоджене функціонування всіх її

елементів, що сприяє зменшенню технологічних втрат енергії за рахунок оптимізації енергетичних потоків.

Українській електроенергетиці сьогодні вкрай важливо активно включитися в процес відповідних інноваційних перетворень .

2.4.4 Надання якісних допоміжних послуг енергосистемі в умовах функціонування двосторонніх ринкових стосунків

Впровадження конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуного ринку електричної енергії (РДДЕ) є запорукою успішного подальшого розвитку оптового ринку електроенергії України. Однією з невід’ємних компонент такого ринку є напрацювання пропозицій та створення умова надання допоміжних послуг . Програмами державної підтримки енергетичного сектору провідних країн світу на найближчі роки, зокрема США, передбачено фінансування досліджень в рамках проектів нових інтегрованих систем електропостачання на основі концепту електрогенерування *Smart Grid* втіленого на із залученням ідей *smart building* на основі широкого використання *smart appliances*, комунікаційних засобів та автоматичних систем управління (регулювання) [1].

Допоміжні послуги (ДП) – це послуги (з регулювання), які системний оператор зможе купувати у постачальників/виробників для забезпечення стійкої та надійної роботи ЕЕС (ОЕС України – в Україні) та підтримання якості електроенергії відповідно до вимог стандартів. До таких послуг стандартно відносять:

- первинне регулювання частоти і потужності (ПРЧП),
- вторинне регулювання частоти і потужності (ВРЧП),
- регулювання напруги та реактивної потужності (РНРП),
- автономний запуск резервних електроагрегатів у поєднанні у взаємодії з протиаварійною автоматикою (АЗРГА).

Перші два види послуг є вкрай необхідними не лише з технічної/технологічної точки зору, але становлять вагому техніко-економічну проблему з огляду на зростання витрат на регулювання, адже вартісні показників систем, які доведеться задіяти на потребу задоволення ринкового попиту мають тенденцію до зростання у часі [1].

Третій вид регулювання може здійснюватися за допомогою трактів видового перетворення електроенергії з використанням інверторного обладнання сучасних СЕС та ВЕС.

2.5 Вимоги до засобів обліку, контролю якості та релейної автоматики/захисту ліній, приєднаних до вузла МСР

При приєднанні до електричної мережі потужних ВЕС, існує ряд вимог, які регламентують рівні напруги на шинах станції і в ТП до мережі, та умови вибору алгоритму і уставок спрацювання станційного та системного захисту обладнання, такі як [29]:

а) рівні напруги на шинах ЦПС ВЕС повинні підтримуватися на рівні $\pm 10\%$ $U_{ном}$, в нормальній та ремонтних схемах зовнішньої мережі в ТП;

б) ВЕС не повинна відключатися від мережі дією власних захистів та автоматик, у разі відхилення напруги в ТП на $\pm 10\%$ $U_{ном}$;

в) системи захисту і автоматики обладнання електричної мережі в ТП, а також системи захисту обладнання ВЕС, та вхідні данні для розрахунків, що визначають алгоритми і умови роботи таких автоматичних систем повинні відповідати вимогам:

1) чинних експлуатаційних норм і правил з захисту обладнання магістральних та розподільних мереж;

2) інструкцій виробників обладнання електростанцій для станційного обладнання ВЕС;

3) взаємного узгодження обох систем захисту (системної і станційної), з метою виключення ризику порушення надійної роботи магістральної або розподільної мережі у разі виникнення аварійного режиму на ВЕС (надійна робота магістральних і розподільних мереж має пріоритетний характер).

При відсутності даних від виробників обладнання на ВЕС повинні застосовуватися наступні станційні системи захисту і автоматики (таблиця 2.5-2.7) [29].

Таблиця 2.5 - Уставки для систем захисту м потужністю менше 25 МВт

Функція захисту	Символ	Уставка		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 3)	$U_{>>>}$	$1,20.U_n$	B	5...100	мс
Перенапруга (крок 2)	$U_{>>}$	$1,10.U_n$	B	200	мс
Перенапруга (крок 1)	$U_{>}$	$1,06.U_n$	B	60	с
Зменшення напруги (крок1)	$U_{<}$	$0,9.U_n$	B	10...60	с
Підвищення частоти	$f_{>}$	52	Гц	200	мс
Зменшення частоти	$f_{<}$	47	Гц	200	мс

Таблиця 2.6 - Уставки для систем захисту ВЕС потужністю понад 25 МВт [29]

Функція захисту	Символ	Уставка		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 3)	$U_{>>>}$	$1,20.U_n$	B	5...100	мс
Перенапруга (крок 2)	$U_{>>}$	$1,15.U_n$	B	200	мс
Перенапруга (крок 1)	$U_{>}$	$1,10.U_n$	B	60	с
Зменшення напруги (крок1)	$U_{<}$	$0,9.U_n$	B	10...60	с
Підвищення частоти	$f_{>}$	52	Гц	200	мс
Зменшення частоти	$f_{<}$	47	Гц	200	мс

Таблиця 2.7 - Номінальне, мінімальне і максимальне експлуатаційне значення напруги в точці приєднання ВЕС до мережі [29]

Класифікація Номінальна напруга, U_n (кВ)		Мінімальна напруга, U_{min} (кВ)	Максимальна Напруга, U_{max} (кВ)
Висока напруга (ВН)	220	198	252
	150	138,6	169,4
	110	99	126
	35	31,5	38,5
Середня напруга (СН)	20	18	22,2
	10	9	11
	6	5,4	6,6
Низька напруга (НН)	0,38	0,34	0,42

2.6 Використання ВЕС із застосуванням асинхронного генератора на основі машини подвійного живлення (також – Double Fed Induction Generator, DFIG)

2.6.1 Загальна характеристика вітрових турбін, машини подвійного живлення

Електричні системи у вітряних турбінах відрізняються від синхронних генераторів, що використовуються на звичайних електростанціях. Двома основними типами вітряних турбін, які сьогодні виробляються, є (горизонтальна вісь) постійна швидкість та турбіна зі змінною швидкістю. Нещодавно розроблена турбіна зі змінною швидкістю, оснащена індукційним генератором подвійного живлення (DFIG).

Розглянемо три різні типи турбін:

- Турбіна з постійною швидкістю;
- Турбіни зі змінною швидкістю з синхронним або асинхронним генератором;
- Турбіна зі змінною швидкістю з індукційним генератором з подвійним живленням .

Турбіна з постійною швидкістю - у турбіні з постійною швидкістю індукційний генератор безпосередньо підключений до мережі за допомогою трансформатора. Це означає, що швидкість генератора практично пропорційна частоті мережі, яка є практично постійною. У цій концепції зміни швидкості вітру не призводять до змін швидкості турбіни, а негайно призводять до коливань електричної потужності. Потужність, що перетворюється від вітру, обмежена на етапі проектування ротора турбіни таким чином, що її ефективність зменшується при великій швидкості вітру. Індукційний генератор завжди споживає реактивну потужність; отже, конденсатори необхідні поблизу генераторів, щоб уникнути зниження напруги. Індукційні генератори не можуть контролювати напругу. Загалом, турбіни з постійною швидкістю відносно невеликі (менше одного МВт).

Турбіна зі змінною швидкістю з синхронним або асинхронним генератором- у цих типів турбін зі змінною швидкістю статор генератора підключений до електромережі за допомогою перетворювача змінного та постійного струму. Частота в статорі змінна; це не пов'язано з частотою мережі. У цій концепції швидкість турбіни буде дотримуватися швидкості вітру, а коливання потужності вітру безпосередньо не передаються в електромережу.

Турбіна зі змінною швидкістю, з індукційним генератором подвійного

живлення - нещодавно розроблена турбіна зі змінною швидкістю, оснащена індукційним генератором із подвійним живленням (DFIG): індукційний генератор із намотаним ротором, підключений через перетворювач змінного струму до постійного струму до мережі. Змінюючи частоту в роторі, можна регулювати швидкість турбіни. Турбіни зі змінною швидкістю, як правило, більші і краще підходять для великих вітроелектростанцій, ніж турбіни з постійною швидкістю. Вони добре керовані і можуть швидко впоратися з перебоями в роботі мережі. До теперішнього часу в літературі застосовуються різні назви однієї і тієї ж машини: машина подвійного живлення (МПЖ), асинхронізована синхронна машина, асинхронізована машина (АСМ).

Термінологія «Машина подвійного живлення» безпосередньо зв'язана з вдосконаленням електромашинно-вентильних каскадів [30]. На рисунку 2.2 показані схеми електромашинно-вентильних каскадів: а – каскад Шербіуса; б – каскад Кремера; с – каскад з двигуном постійного струму і синхронним генератором; d – змішаний каскад. Обмотки ротора АД підключені до входу трифазного діодного мостового випрямляча (В), до виходу якого підключений інвертор (І), реактор (Р), якірна обмотка двигуна постійного струму (ДПС). ДПС може бути розміщений на одному валу з АД (b, d) або окремо (c).

Найбільше розповсюдження получили каскади Шербіуса і Кремера. В каскаді Шербіуса енергія постійного струму перетворюється інвертором в енергію змінного струму, яка через узгоджувачий трансформатор (УТ) передається в мережу. В каскаді Кремера енергія постійного струму за допомогою ДПС перетворюється в механічну енергію. Недолік каскаду Кремера – наявність машини постійного струму, яка має контактний вузол і додаткові обертові маси. Тому більш переважає перевагу каскаду Шербіуса. В електромашинно-вентильному каскаді на рисунку 2.2-2.3, с енергія ротору через випрямляч поступає на обмотку якоря ДПС, який обертає синхронний генератор (СГ): перевага каскаду – висока якість форми вихідної напруги; недолік каскаду – невисока енергетична ефективність [30].

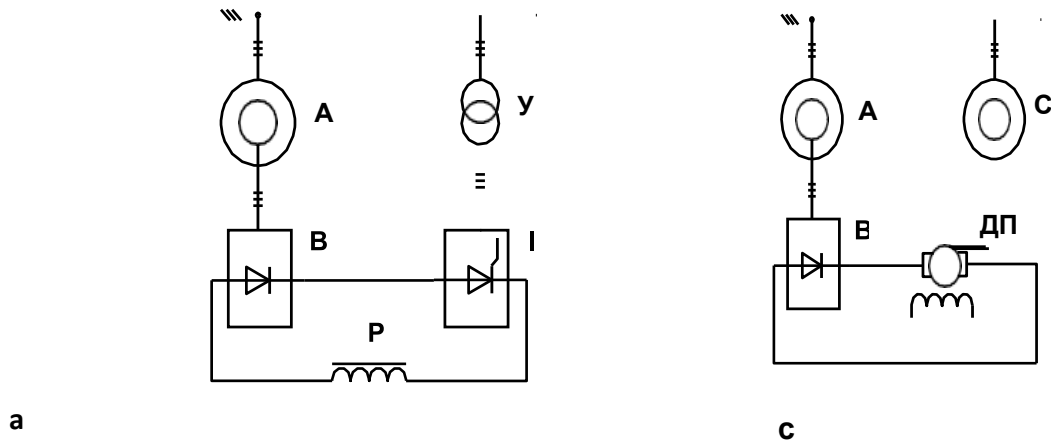


Рисунок 2.2 – Електромашино-вентильні каскади: а – каскад Шербіуса; с – каскад з двигуном постійного струму і синхронним генератором.

Джерело: Машини подвійного живлення і асинхронізовані машини. Загальна характеристика [30]

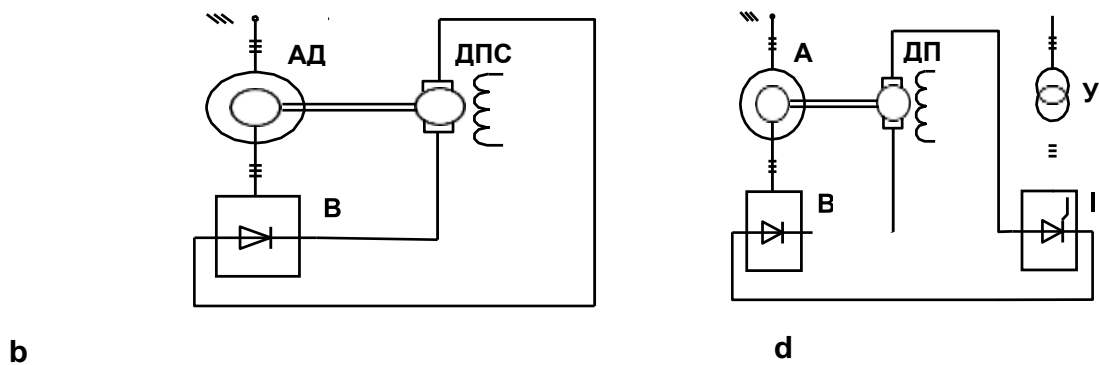


Рисунок 2.3 – Електромашино-вентильні каскади: b – каскад Кремера; d – змішаний каскад.

Джерело: Машини подвійного живлення і асинхронізовані машини. Загальна характеристика [30]

В електромашино-вентильному комбінованому каскаді енергія ротора, проходячи випрямляч частково перетворюється в механічну енергію за допомогою ДПС, частково рекуперується в мережу керованим інвертором. Кутова швидкість АД регулюється зміною проти-ЕРС ланки постійного струму. Характеристики електроприводу аналогічні характеристикам АД з фазним ротором з додатковим опором в ланці ротора.

Загальний недолік електромашино-вентильних каскадів. Струми ротора і статора мають несинусоїдальну форму. Вміст вищих гармонік в струмах статора

може досягати 30 %. Низька якість форми струмів статора і ротора призводить до суттєвих коливань електромагнітного моменту двигуна, що обмежує застосування електромашино-вентильних каскадів.

Якщо в електромашино-вентильному каскаді може бути змінено напрям передачі активної потужності ротора (потужність потрапляє з мережі в обмотку ротора або з обмотки ротора в мережу), то такий каскад називається машиною подвійного живлення (МПЖ). Переваги МПЖ (в порівнянні з каскадними схемами) – висока якість форми струмів статора та ротора, що дозволяє уникнути пульсацій моменту двигуна.

Найбільш загальним випадком каскадних схем є двигуни подвійного живлення – індукційні машини, у яких обмотки статора підключаються до нерегульованої мережі змінного струму, а обмотки ротора – до джерела змінного регульованого по амплітуді та частоті напруги.

Ботвінник М.М. і Шакарян Ю.Г. назвали повністю керованою машиною змінного струму таку електромеханічну систему, в якій напруга, що підводиться до індукційної машини, не має в технічно виправданих межах обмежень по своїх параметрах. Стосовно двигунів подвійного живлення під повним управлінням розуміється можливість незалежного регулювання активної потужності (швидкості та моменту), а також реактивної потужності в первинній ланці двигуна подвійного живлення.

Оскільки повністю керована машина подвійного живлення поєднує в собі властивості синхронної і асинхронної машин, така система відома також в літературі як асинхронізована синхронна машина.

Таким чином, поняття «Асинхронізована синхронна машина» включає «машину подвійного живлення», яка, у свою чергу, включає «асинхронний вентильний каскад».

Останнім часом в літературі термін «асинхронізована синхронна машина» замінюється терміном «асинхронізована машина». [30].

2.6.2 Машини подвійного живлення ВЕС (також – Double Fed Induction Generator, DFIG)

У своєму розвитку вітротехніка пройшла довгий шлях вдосконалень, сягнувши значних зрушень у конструюванні ВЕС з регульованою потужністю як функції від швидкості вітру й/або вітроколеса. Традиційною для початкової ери розвитку вітроенергетики була система перетворення енергії вітру на основі електричного синхронного генератора (СГ) з постійною швидкістю обертання вітроколеса – схему зображено на рисунку 2.4

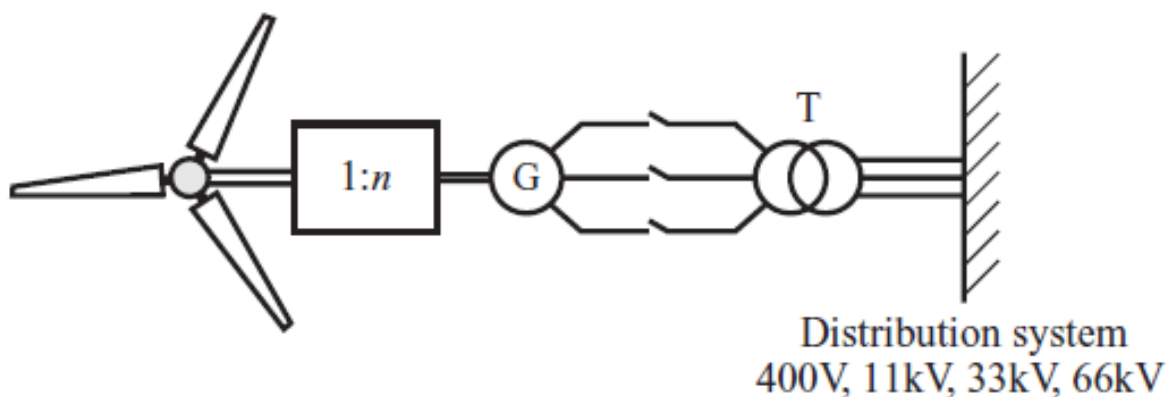


Рисунок 2.4 – Вітроагрегат на основі СГ

Джерело: Understanding inertial and frequency response of wind power plants
[31]

Найбільш поширеною сьогодні є система (рисунок 2.5), успішні технологічні модифікації якої були зумовлені появою якісних компонентів силової електроніки та пристроїв регулювання на їх основі: збільшення діапазону швидкостей обертання вітроколеса, на яких ВЕС може функціонувати в оптимальних для обраного колеса режимах, дає можливість «упіймати» більше енергії, котру несуть із собою швидкі повітряні потоки. Перехідні моменти в за таких умов, у разі зміни потужності турбіни, можуть бути контрольовані шляхом зміни швидкості обертання колеса.

Ця система перетворення енергії вітру поєднує переваги асинхронного генератора (*SCIG – Squirrel Cage Induction Generator*) із двох-ступінчастим

перетворювачем частоти електроенергії, пропускна здатність якого зазвичай перевищує повну потужність вітротурбіни на 20-25%.

Саме завдяки таким властивостям ця система ВЕС має найбільше комерційне застосування у складі сучасних ВЕС – наприклад, ВЕС виробництва данської компанії VESTAS типів V-110, V-112, V-126. Модифікації ВЕС V-112 є основою платформи/ряду потужністю 3 МВт, зокрема машини потужністю 3,3 МВт успішно експлуатуються в Україні на ВЕС «Ботієвська» (Запорізька обл.), ВЕС «Старосамбірська» (Львівська обл.), низці інших.

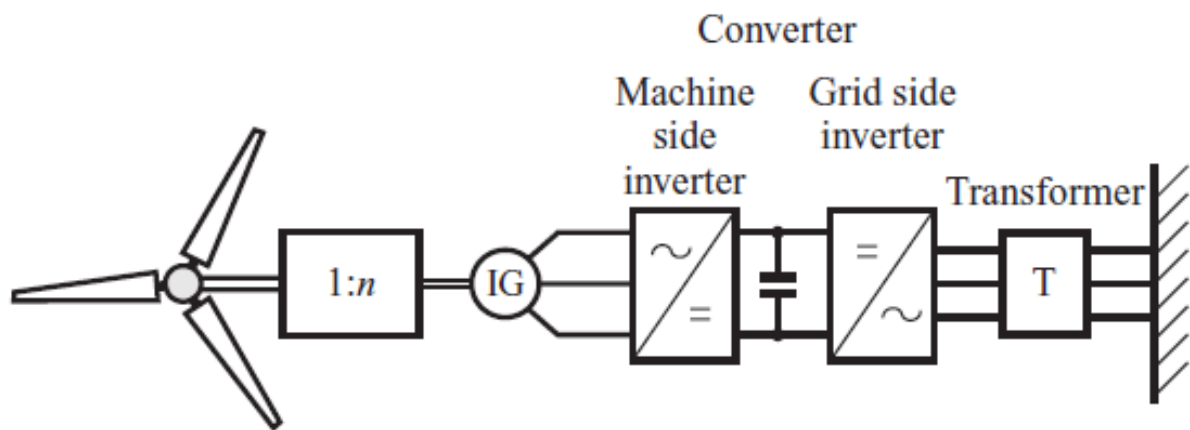


Рисунок 2.5 – Вітроагрегат на основі асинхронного генератора (IG), оснащений трактом перетворення параметрів (Converter+Transformer), розрахованим на повну механічну потужність ВЕС: *fully rated convertor system*

Джерело: Understanding inertial and frequency response of wind power plants

[31]

Регульовані вітроагрегати на основі концепту рисунок 2.5 здатні утримувати швидкість вітроколеса відповідно до швидкості вітру (слідкувати за вітром); водночас раптові коливання/зміни потужності ВЕС не передаються безпосередньо до ЕМ, особливо якщо група таких вітроагрегатів використовуються у складі ВЕС, підключеної до ЕЕС.

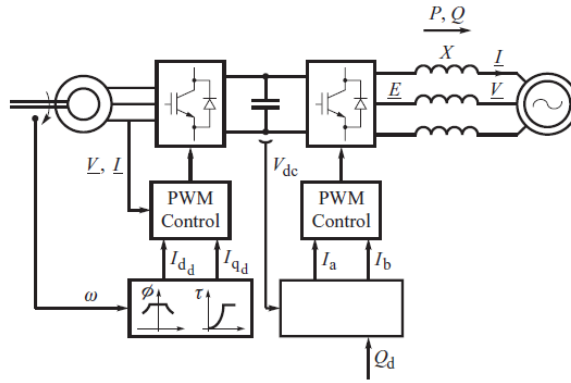


Рисунок 2.6 – Структурна схема керування ВЕУ з трактом перетворення на «повну потужність»: P , Q – активна та реактивна потужності, що передаються в мережу у точці приєднання ВЕС

Джерело: Understanding inertial and frequency response of wind power plants [31]

Розглянемо структурну схему керування вітроагрегатом, подану на рисунок 2.6.

Прийнявши, що вектор напруги мережі в точці приєднання спрямований по дійсній осі *Real* на комплексній площині (див. векторну діаграму рисунок 2.7), тобто: $V = V_a + j0$, комплекси ЕРС та струму, що вноситься інверторною секцією І-ЕМ запишемо у вигляді:

$$\underline{E} = E_a + jE_b, \quad \underline{I} = I_a + jI_b \quad (2.1)$$

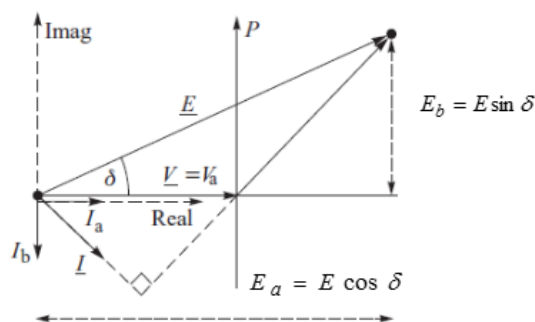


Рисунок 2.7 – Векторна діаграма, що пояснює режим функціонування інверторної секції агрегата ВЕУ з боку ЕМ

Джерело: Understanding inertial and frequency response of wind power plants [31]

ЕРС пов'язана з потокозчепленням у повітряному зазорі такої машини, що продукується ПМ з розрахунку на один полюс визначається як: $E_f = \omega \psi_{pm}$. Тоді для інвертора з боку електричного асинхронного генератора (І-АГ) отримаємо послідовно вирази для поздовжньої і поперечної компонент напруги, потужності і моменту АГ (в осях $d-q$) [1]:

$$\begin{aligned} V_d &= -I_d R - I_q X_q, \\ V_q &= \omega \psi_{pm} - I_q R - I_d X_d, \\ P &= V_d I_d + V_q I_q = I_d I_q (X_d - X_q) + \omega \psi_{pm} I_q - R(I_d^2 + I_q^2). \end{aligned} \quad (2.2)$$

Третій доданок у останньому рівнянні відображає втрати енергії у активному опорі ротора, відтак механічний момент, що розвиває АГ на валу (момент ротора) можна записати через кутову швидкість ротора ω_{rm} у вигляді [1]:

$$M_m = \frac{I_d I_q (X_d - X_q)}{\omega_{rm}} + p \psi_{pm} I_q. \quad (2.3)$$

Із врахуванням зауваження щодо властивості розподілу поля в зазорі АГ отримуємо

$$M_m = p \psi_{pm} I_q, \quad (2.4)$$

тобто, відповідний механічний момент на валу ротора АГ, створений інверторною секцією І-АГ може бути керований за допомогою поперечної/квадратурної компоненти струму АГ; p – число полюсів магнітного поля, створюваного постійними магнітами.

У випадку АГ з електромагнітним збудженням може бути контрольований аналогічно, з тією різницею, що магнітний потік утворюється полем ротора і його значення має бути контрольованим (показано на рисунок 2.5). Це забезпечується дотриманням напруги/ЕРС відповідно до відомого рівняння для трансформаторної ЕРС машини $E_f = 4,44 f \Psi_f$, тут f – частота струму в колі статора, Гц; Ψ_f – потокозчеплення, Вб. Тобто керування здійснюється шляхом підтримання сталого значення співвідношення В/Гц на швидкостях нижче номінальної, зокрема. Для швидкостей ротора АГ вище номінальної напругу підтримують на рівні постійного номінального значення, а значення потокозчеплення обмежують. Однак генератори з ПМ мають додаткові переваги: відсутні втрати на створення поля (ККД суттєво

перевищує 90%), магнітне поле, створюване ПМ, може бути джерелом гальмівного моменту (для утримання вітроколеса у спокої) [1].

Інверторна секція з боку ЕМ (І-ЕМ) зазвичай керує передачею потоку потужності до ЕМ, підтримуючи постійною напругу на конденсаторах ланки постійного струму (зображено на рисунку 2.5). Крім того, І-ЕМ управляє процесом генерування реактивної потужності, в якому вагому роль відіграє реактор X лінії – також зображений на рисунку 14.

Струм через цей лінійний реактанс визначається за (2.1) з використанням векторної діаграми рисунку 2.5 як

$$\underline{I} = I_a + jI_b = \frac{E - V}{jX} = \frac{E_b}{X} - j\frac{E_a - V_a}{X}, \text{ звідки } I_a = \frac{E_b}{X}, \quad I_b = -\frac{E_a - V_a}{X}.$$

Оскільки повну потужність, що передається ЕМ, можна визначити через спряжений комплекс струму I^* як

$$\underline{S} = 3V_a \underline{I}^* = 3V_a I_a + 3jV_a I_b = 3\frac{V_a E_b}{X} - 3j\frac{V_a (E_a - V_a)}{X}, \quad (2.5)$$

З векторної діаграми видно, що активна і реактивна компоненти ЕРС можуть бути записані через кут машини δ , що дає можливість записати (2.5) у вигляді:

$$\underline{S} = 3V_a \underline{I}^* = 3V_a I_a + 3jV_a I_b = 3\frac{V_a E \sin \delta}{X} - 3j\frac{V_a (E \cos \delta - V_a)}{X},$$

а для малих значень кута δ

$$\underline{S} = 3V_a \underline{I}^* = 3V_a I_a + 3jV_a I_b = 3\frac{V_a E \delta}{X} - 3j\frac{V_a (E - V_a)}{X}. \quad (2.6)$$

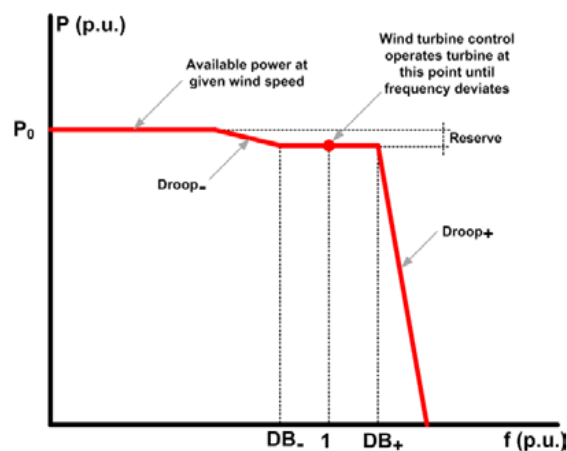
Отже, активну потужність можна регулювати, змінюючи фазовий кут машини δ , а реактивну потужність – змінюючи амплітуду ЕРС E : для заданих значень активної та реактивної потужності, що передається системою ВЕС до ЕМ із співвідношення (11) досить просто обчислити значення контрольованих параметрів. В дійсності, існують певні перехресні зв'язки між цими параметрами, котрі однак легко враховуються засобами автоматичного управління [31].

Одним із шляхів незначного зниження вартості системи рисунку 2.4 є застосування машини з фазним ротором в режимі асинхронізованого синхронного

генератора АСГ (або «машини подвійного живлення» – МПЖ, також – *Doubly Fed Induction Generator, DFIG* .

Обмежений діапазон регулювання швидкості АСГ на основі МПЖ дозволяє зменшити витрати на інверторне обладнання, включене у роторне коло для регулювання ковзання, але система вимагає застосування колекторної машини для АСГ. Система також забезпечує ефективне регулювання активної та реактивної потужності, хоча засоби автоматики є дещо складнішими. Сьогодні частка вітроагрегатів цього типу, в сукупності встановлених за комерційними проектами ВЕС протягом минулих 10-15 років, є значною, і вони успішно експлуатуються в багатьох країнах Європи.

Додаткові можливості регулювання частоти і потужності в ЕЕС з використанням ВЕУ пов'язані із можливостями формування електромеханічних характеристик відповідно до вимог «Правил приєднання...» (*Grid Codes*), які встановлюються кожним оператором ЕМ з урахуванням особливостей функціонування національної (або об'єднаної) ЕЕС. Такі характеристики передбачають використання ВЕС у якості засобів первинного регулювання частоти і потужності у межах запасу потужності (*Reserve*), що визначається свідомим обранням робочих режимних показників ВЕС нижче номінальних (призводить до зниження ефективного значення КВВП ВЕС, зображено на рисуюнок 2.8) [1].



Рисуюнок 2.8 —Електромеханічна характеристики ВЕУ в залежності від робочої частоти ЕМ в точці приєднання

Джерело: Understanding inertial and frequency response of wind power plants [1]

2.7 Реалізація режимів LVRT (LVRT – Low Voltage Ride Through – режим проходження низьких напруг) задля виконання технічних умов приєднання

Правила (мережеві кодекси) провідних європейських країн з точки зору розвитку ТВЕ вимагають, щоб електричні станції на основі перетворювачів не відключались від мережі у разі виникнення збурень (Fault Ride Through або режим проходження низької напруги – LVRT, Low Voltage Ride Through).

Електричні станції на базі ТВЕ мають залишатися підключеними до мережі доти, поки вплив збурення не перевищить певної допустимої межі або тривалості. На той час доки станції залишаються підключеними, система їх управління має реагувати на зміну напруги, регулюючи власну генерацію реактивної потужності в заданих межах.

Такий підхід певним чином імітує роботу синхронної машини. Для того щоб гарантувати підтримання рівня напруги шляхом контрольованої генерації реактивної потужності, необхідна досить швидка реакція системи управління ТВЕ. У результаті можна стверджувати, що для отримання більш точних результатів, генерація електричних станцій на основі перетворювачів повинна враховуватись при моделюванні електромеханічних перехідних процесів [32].

В Україні розроблено проект вимог до ВЕС, які регламентують їх роботу в режимі проходження низької напруги [33]. Згідно з цими вимогами станція повинна витримувати зниження напруги в точці приєднання (рисунок 2.9).

Режим проходження низьких напруг (LVRT) є можливий коли напруга в електромережі падає через несправність або зміну навантаження в електромережі.

Серйозність падіння напруги визначається рівнем напруги під час падіння (може знизитися до нуля) і тривалим падінням напруги.

Залежно від програми, пристрій може під час і після падіння напруги вимагати:

- Тимчасового від'єднання від електромережі, але знову підключитися та продовжувати роботу після падіння напруги ;
- Залишатися в робочому стані та не відключатися від мережі;
- Залишатися на зв'язку та підтримувати мережу реактивною потужністю.

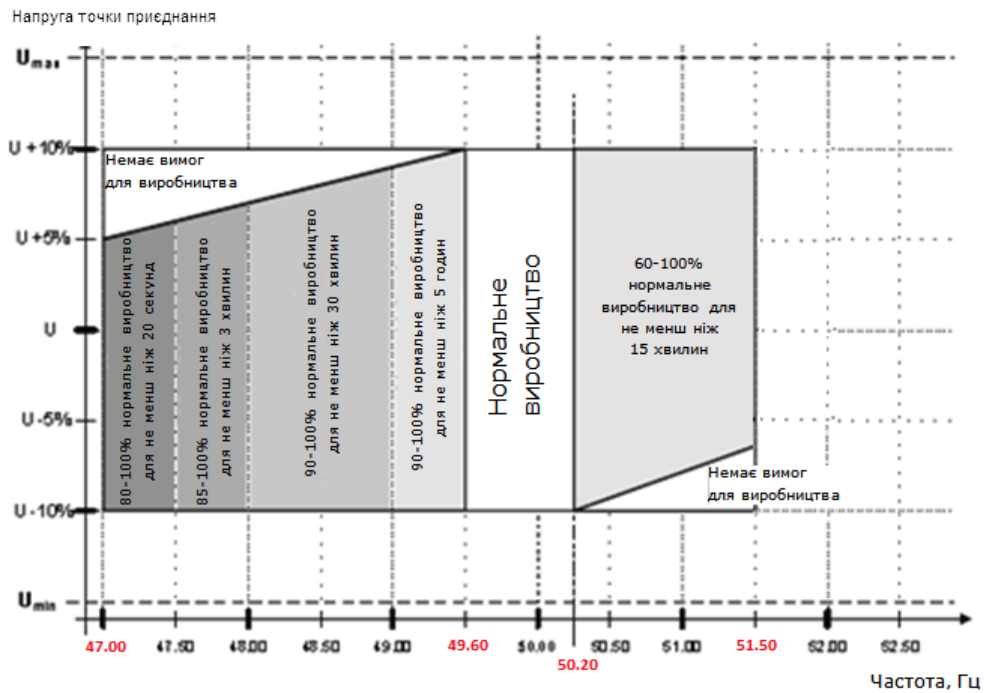


Рисунок 2.9 - Вимоги до генерації активної потужності при змінах частоти/напруги для вітрових електростанцій з діапазоном потужності від 150 кВт до 2 МВт

Джерело: Машини подвійного живлення і асинхронізовані машини. Загальна характеристика [34]

Дослідження динамічної стійкості вузлів, до яких підключено ВЕС виконують шляхом моделювання електромеханічних перехідних процесів.

Для перевірки характеристики проходження режимів низьких напруг (LVRT) ВЕС виділяють три основних підходи [35]:

- моделювання нормативних збурень в точці приєднання конкретної ВЕС чи СЕС. Це найбільш розповсюджений підхід, в рамках якого необхідно мати модель мережі в районі точки приєднання та уставки релейного захисту. Зазвичай, це конфіденційна інформація, що недоступна організаціям залученим до дослідження приєднання ВЕС та СЕС.

- моделювання ряду симетричних коротких замикань в точці приєднання ВЕС чи СЕС. Тривалість та залишкова напруга розрахункових збурень відповідає граничним вимогам до графіку напруги одиниці енергоцентру під час проходження КЗ (штрих-пунктирна лінія малинового кольору на рисунку 2.10) . Суцільні лінії червоного, зеленого та синього кольорів відповідають напрузі в точці приєднання

ВЕС (СЕС) для розрахункових збурень. Такий підхід є більш зручним та зрозумілим. Проте можна погодитись, що жодне з розглянутих збурень повною мірою не відтворює граничні вимоги до графіку напруги одиниці енергоцентру під час проходження КЗ. Останню задачу можна вирішити використовуючи наступний підхід [35].

– моделювання збурення в точці приєднання ВЕС чи СЕС, що відповідає граничним вимогам до графіку напруги одиниці енергоцентру під час проходження КЗ.

У цьому випадку в точці приєднання ВЕС чи СЕС імітується необхідний профіль напруги за допомогою моделі керованого джерела напруги. Таким чином, на основі результатів моделювання можна перевірити чи може ВЕС або СЕС залишатися приєднаною до мережі у випадку найбільш важкого регламентованого збурення в точці приєднання. На рисунку 2.11, суцільна лінія червоного кольору відображає напругу в точці приєднання, що повністю відповідає граничним вимогам. Графіки зеленого та синього кольорів відповідають часовим залежностям напруг, відповідно, на розподільчих пристроях високої та середньої напруги головної підстанції ВЕС.

У разі відсутності реальних даних щодо характеристик LVRT необхідно використовувати типову характеристику з урахуванням технічних вимог виробника обладнання ВЕС [35].

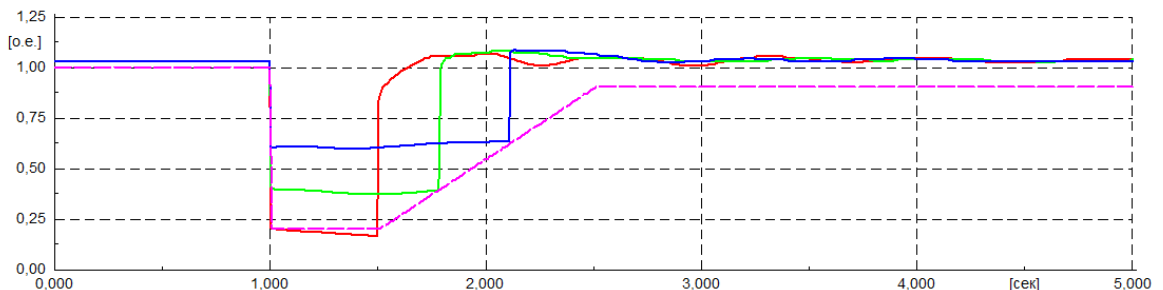


Рисунок 2.10 - Напруги в точці приєднання ВЕС за різних значень параметрів збурень

Джерело: ДРУГА РЕДАКЦІЯ ДОДАТКУ ДО КОДЕКСУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ «СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ. КЕРІВНІ ВКАЗІВКИ» [35]

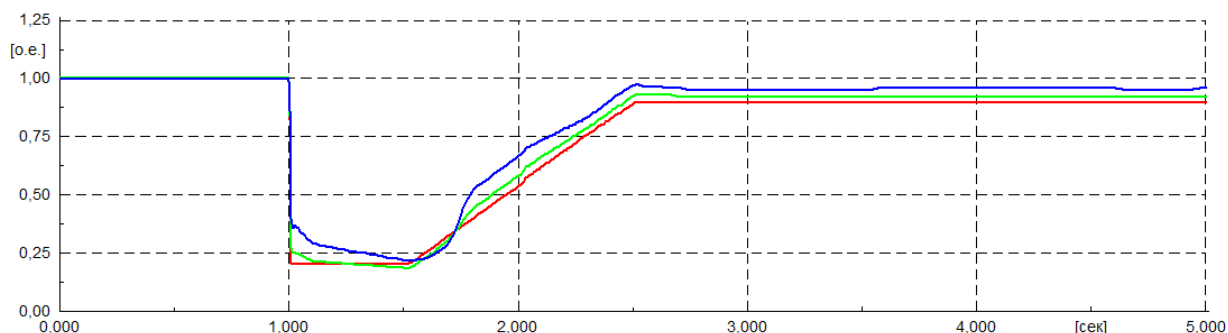


Рисунок 2.11 - Напруга на в точці приєднання ВЕС (червона крива), РП високої (зелена крива) та середньої (синя крива) напруги головної підстанції ВЕС протягом збурення.

Джерело: ДРУГА РЕДАКЦІЯ ДОДАТКУ ДО КОДЕКСУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ «СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ. КЕРІВНІ ВКАЗІВКИ» [35]

Напруга в точці приєднання модулюється відповідно до граничних вимог до графіку напруги одиниці енергоцентру під час проходження КЗ.

Захист Crow Bar (CB) використовується для виконання умов LVRT. Більшість вітрогенераторів використовують індукцію подвійного подавання машини (DFIM) як генератор (рисунок 2.12). Статор машин підключений до електромережі безпосередньо, тоді як трифазний ротор обмотки живиться через перетворювач джерела напруги. Змінюючи величину і частоту напруги, активну і реактивну потужність, що виробляється, можна контролювати також оптимальну частоту обертання ротора яка може бути відрегульована для кожного конкретного вітру .

Через обмежену зміну швидкості, необхідну для вітрогенератора перетворювачі повинні бути розраховані на 20-30% загальної потужності генератора. На рисунку 2.10 показана структура вітрових турбін DFIM. Результат короткого замикання всередині мережі в струмах і крутящих моментах, показаних на рисунку 2.9. Залежно від відстань до місця короткого замикання, піковий струм може бути приблизно в 5... 8 разів більше номінального струму статора. Як наслідок, механічний привід і система валів піддається значному стресу [36].

Струм , що проходить через перетворювач, може призвести до перевантажень, що призводять до збільшення постійної напруги (рисунок 2.13). Більшість виробників захищають перетворювач від цих ефектів за допомогою захисту який

називають Crow Bar (CB). При спрацьовуванні СВ перетворювач і ротор роз'єднані і ланцюги ротора замикаються через СВ захист. Однак цей захід захищає живлення електроніки, але не змінює характеристику струмів і значно крутящий момент .

Поки СВ увімкнено, вітрова турбіна діє як споживач реактивної потужності, що додатково зменшує рівень напруги в електромережі. Після усунення несправності, напруга повертається до нормального значення, що може призвести до другої спроби СВ з зміною напруги.

Fault Ride-Through (FRT) вітрогенераторів необхідний з двох причин:

- Щоб мати змогу продовжувати живлення з активною потужністю відразу після усунення несправностей.

- Вітрові турбіни повинні забезпечувати підтримку напруги під час та після періоду несправності зменшити величину падіння напруги в мережі .

- Вітрові турбіни, оснащені ротором СВ, можуть залишатися включеними в мережу під час несправностей. Однак вони не постачають реактивну речовину потужність у мережу, необхідну для підтримки високої напруги.

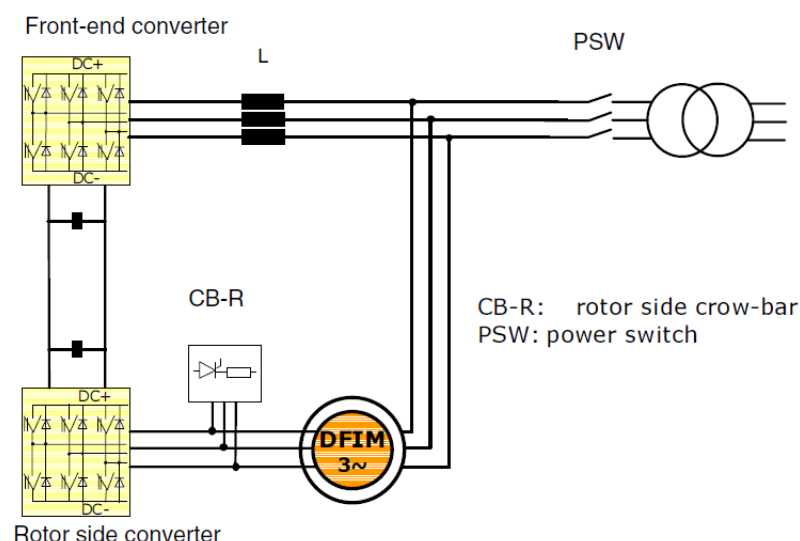


Рисунок 2.12 - Будова DFIM з ротором Crow Bar

Джерело: Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System [36]

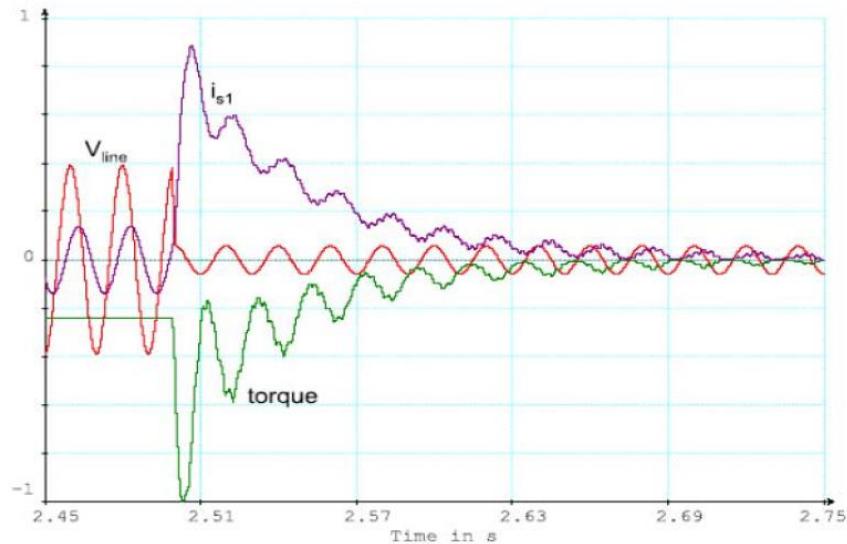


Рисунок 2.13 - Поведінка DFIM на коротке замикання мережі (відсутність випалу СВ) Напруга, що відноситься до номінальної (амплітуди) $2,5 \cdot$, струму до $7,0$ (амплітуди), крутного моменту до $4,2 \cdot$, P, Q до $1,8 \cdot$

Джерело: Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System [36]

Альтернативний підхід для FRT показаний на малюнку 2.14.

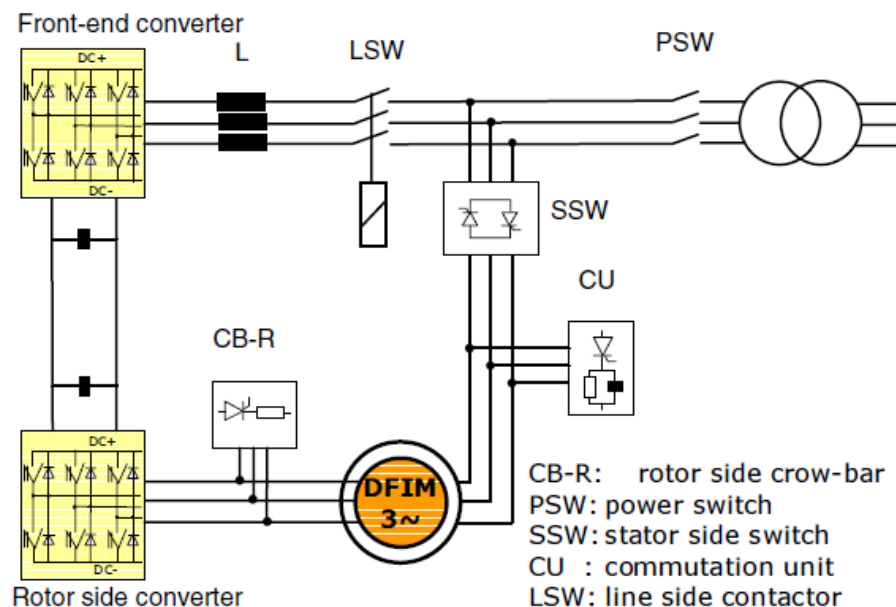


Рисунок 2.14- Конструкція DFIM зі стороною статора FRT

Джерело: Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System [36]

Навпаки, вітрогенератори в цьому випадку діють як реактивні споживач енергії.

Відповідно до цієї схеми встановлені тиристорні вимикачі на стороні статора, які здатні перервати коротке замикання не пізніше 10 мс. Таким чином струм КЗ переривається до досягнення пікової сили струму. Тому механічне навантаження на вал ротора значно зменшується.

У той же час при комутації статора блок комутації (CU) спрацьовує і перетворювач на стороні ротора зупиняється. Таким чином генератор відчує примусове розмагнічування через прикладеної зворотньої напруги на стороні статора (CU) та стороні ротора (ланка постійного струму).

Однак інтерфейсний перетворювач залишається підключений до мережі і контролюється при цьому моменті для подачі максимальної реактивної потужності, доступної для короткого замикання в проміжок часу до мережі. Після розмагнічування ротор бічний перетворювач перезапускається і контролюється ресинхронізація через тиристорні вимикачі статора. Навіть якщо напруга низька, статор синхронізується з мережею.

Таким чином вітрогенератор здатний подавати активну та реактивну енергію потужність знову в межах максимального перетворювача струми. Після ресинхронізації має сенс використовувати перетворювач на стороні ротора знову для генерації реактивної потужності. На рисунку 2.15 показано цикл FRT, який зазнав запропонований підхід. Як бачимо, тривалість переривання роботи статора дуже короткий. Це займає близько 200-300 мс.

Навіть у цей період вітрогенератор подає реактивну потужність до мережі за допомогою фронтального перетворювача. Після ресинхронізації реактивне вироблення електроенергії може бути додатково збільшено.

Цикл FRT (рисунок 2.15) на стороні статора, забезпечує кілька переваг для електромережі - альтернативна міра застосування СВ [36].

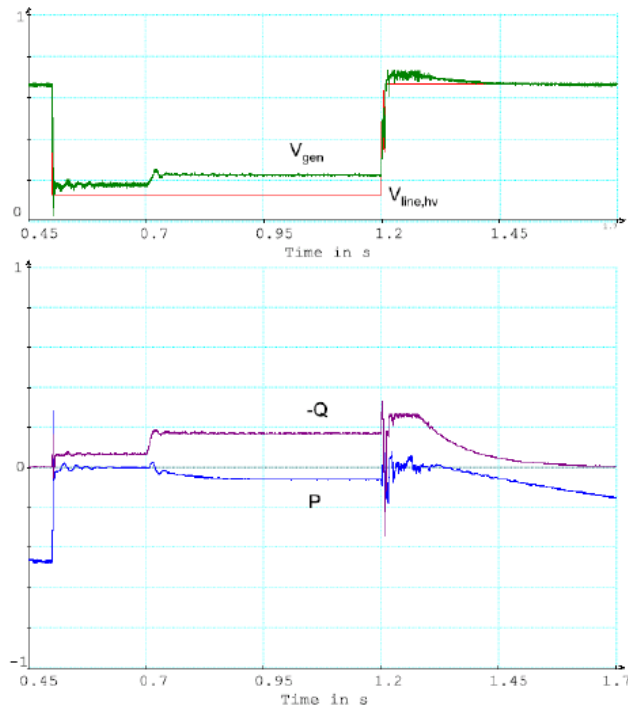


Рисунок 2.15 - Цикл FRT за допомогою підходу зі сторони статора. Напруги, що відносяться до номіналу $1,5 \cdot$ активна / реактивна потужність відносно $2 \cdot$ номінальної *Джерело: Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System [36]*

Висновки до розділу

Досліджено питання впливу джерел розосередженої генерації на основі ВЕУ, приєднаного до вузла малої системи розподілу, на режими електричного вузла приєднання.

Сформовано вимоги до засобів обліку, контролю якості та релейної автоматики/захисту ліній, приєднаних до вузла МСР; стандартизація малих вітрових турбін; до систем захисту генерувальних установок малої потужності.

Впровадження конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії (РДДБ) є запорукою успішного подальшого розвитку оптового ринку електроенергії України. Однією з невід'ємних складових такого ринку є напрацювання пропозицій та створення умова надання допоміжних послуг .

3 ПІДТРИМАННЯ НАПРУГИ У ВУЗЛІ ПРИЄДНАННЯ ДО МЕРЕЖІ Й ЕКОНОМІКО МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЕКТНОГО РІШЕННЯ

3.1 Модель життєвого циклу системи електрозабезпечення об'єкта з малою ВЕС у складі

Основним твердженням проблеми розробки розрахункової моделі LCOE, придатної для всебічного аналізу прогностичних техніко-економічних показників енергетичного об'єкта, є визначення величини сукупного доходу (шляхом знаходження нормованої ціни L) на відповідність певним значенням). В контексті інвестиційних цілей IRR також називають нормою рентабельності дисконтованого грошового потоку.

Повнота модельного запису залежить від необхідності відображення в розрахунку податкових пільг та амортизаційних відрахувань.

Існує три основних визначення нормованої ціни за схемою LCOE, які є найбільш узагальненими для використання в задачах економічного та математичного моделювання:

1) фактична нормована ціна - для випадків, коли інфляція не враховується, $i = 0$. Вираз для визначення нормованої ціни :

$$L_{COE} = PV_{cost} / 8760 \cdot GW \cdot \sum_t^n \frac{C_{ft}}{(1+r)^t}. \quad (3.1)$$

Користуючись виразом (3.1) L_{COE} визначають в термінах дійсної (поточної) вартості грошей для сталого (номінального) значення потужності протягом терміну експлуатації.

2) фактична нормована ціна при ненульовій інфляції та $\neq 0$, визначається з урахуванням інфляції в діапазоні 1-3% за кожен період протягом терміну служби:

$$L_t = L_{COE} \cdot (1+i)^t$$

Тоді з урахуванням та для випадку врахування погіршення продуктивності установки (ефективна потужність диференціюється за роками) нормоване значення:

$$L_{COE} = PV_{cost} / 8760 \cdot \sum_t^n \frac{GW_t \cdot C_{ft}}{(1+d)^t}$$

де ставка дисконтування грошових потоків витрат є номінальною.

3) номінальна нормована ціна – для розрахунку якої витрати на обслуговування і паливо $C_t^{O\&M}$ у враховують з показником річної інфляції $i \neq 0$ (1-3%) в термінах номінальної вартості грошей:

$$PV_{cost} = C^{cap} + \sum_t^n \frac{C_t^{O\&M} (1+i)^t}{(1+d)^t} = C^{cap} + \sum_t^n C_t^{O\&M} \left[\frac{1+i}{1+d} \right]^t, \quad (3.2)$$

де d – номінальна ставка дисконту, % знаходиться :

$$d = (1+r) \times (1+i) - 1.$$

У виразах (3.1)–(3.2) особливу увагу слід приділити порядкові визначення показника C^{cap} – загальна сума капітальних витрат на проектування, будівництво та монтаж об'єкта з урахуванням обслуговування боргу (виплата відсотків за банківськими позиками), оскільки саме до цієї складової витрат кошторисні дані нормативної ціни зазвичай показують найвища чутливість.

Обчислювальні експерименти з аналізу чутливості модельних розрахунків є найважливішим розділом економіко-математичного моделювання енергетичної проблеми. Результати аналізу чутливості дозволяють оцінити адекватність прийнятих раніше припущень і врешті підтвердити ймовірність використання

розробленої моделі як адаптованого інструменту дослідження.

Щоб продемонструвати відмінності в основних визначеннях нормованої ціни виробництва, на рисунку 3.1 показані графічні залежності нормованих цін у термінах років експлуатації.

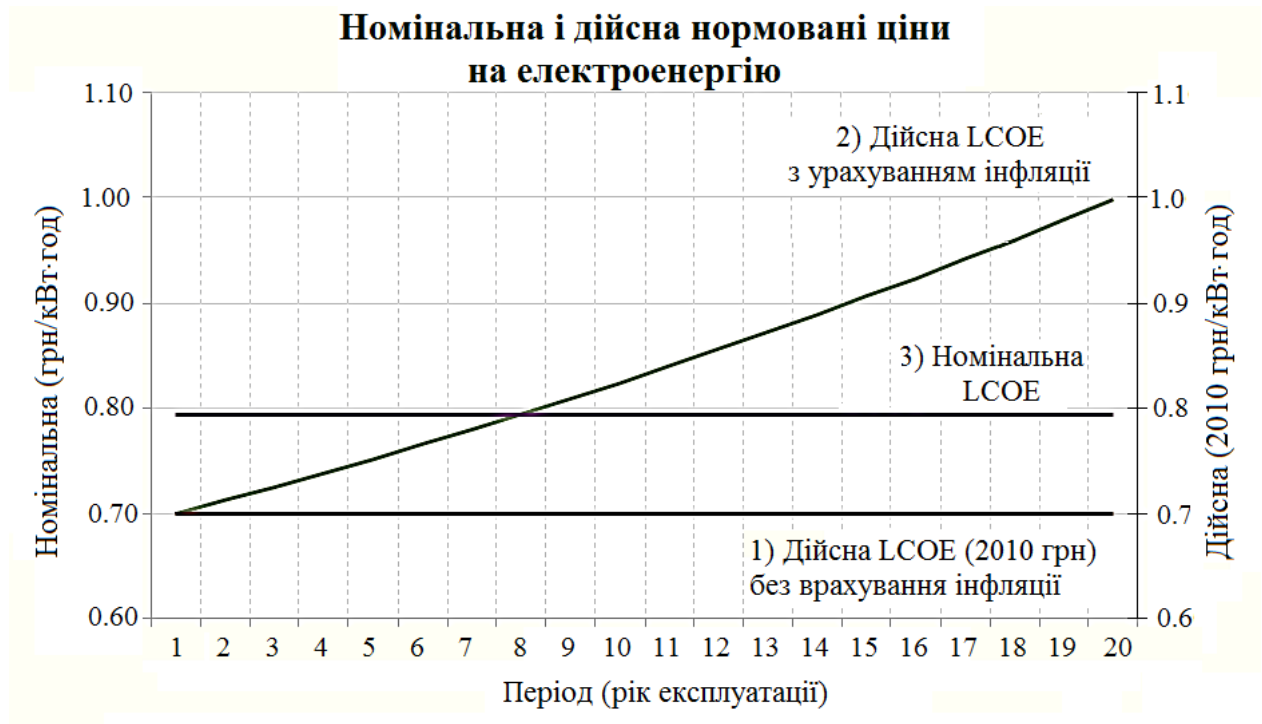


Рисунок 3.1 – Базові визначення нормованої ціни на електроенергію

Орієнтовні дані наведені для ринкових умов, протягом років для значень дисконту 10% й інфляції 2,5%; розрахунки виконані у єрво.

Рівняння залишку грошових потоків (3.2) можна просто записати для отримання оціночних оцінок, враховуючи його для будь-якого середнього періоду t . Для цього ми повинні припустити, що потоки доходів і витрат рівномірно розподіляються в часі (за роками); відповідно, необхідно додатково враховувати позачасові технічні показники об'єкта (підтримуються проектні значення), що дозволяє експлуатувати постійні значення річного виробництва енергетичного продукту протягом усього життєвого циклу (на рівні планової річної вартості).

Для визначення вартості капітальних витрат за схемою LCOE загальні капітальні витрати на проект розраховуються шляхом обчислення фактичної кошторисної вартості цих витрат (вартість за ніч) із середньозваженою ставкою r_w

відповідно до порядку фінансування - від будівництва до завершення, протягом k років:

$$C^{cap} = \sum_t^n P_t \cdot \frac{C \cdot (1 + r_w)^k}{(1 + r_w)^{t-1}}, \quad (3.3)$$

де C – загальний обсяг фінансування будівництва визначений на початку фінансування (дійсний капітал – overnight cost, або Engineering & Procurement Cost – EPC); P_t – частка планових капітальних витрат overnight в році t , %. Зважена середня ставка вартості капіталу r_w залежить від співвідношення між вартістю власного та позичкового капіталу, скерованого забудовником/власником на реалізацію проекту; часто позначають як WACC – Weighted Average Cost of Capital. Найчастіше саме ця величина є основою вибору ставки дисконтування r у всіх наведених виразах, і вона залежить від фінансових результатів діяльності юридичної особи-власника проекту.

Щоб правильно врахувати особливості оподаткування, фактичну вартість зменшених капітальних витрат слід виразити в номінальній ціні грошей, а потім (3.3) записати з урахуванням (3.2) наступним чином:

$$C^{cap} = \sum_t^n P_t \cdot \frac{C \cdot (1 + d)^k}{(1 + d)^{t-1}}.$$

У випадках, коли інвестиції розподіляються рівномірно протягом k років будівництва, практика розрахунків також використовує концепцію ефективних річних капітальних витрат (еквівалентна річна вартість - EAC):

$$EAC^{cap} = C / A_{n,r} = C \cdot CRF = C \cdot \left[\frac{r}{(1 + r)^k - 1} + r \right] = C \cdot \frac{r(1 + r)^k}{(1 + r)^k - 1}, \quad (3.4)$$

де $1 / A_{n,r}$ – коефіцієнт щорічної ренти або Capital Recovery Factor – CRF (також Fixed Charge Factor – FCF або annuity), причому (3.2) можна переписати у вигляді:

$$PV_{cost} = \sum_t^n (EAC^{cap} + C_t^{O\&M}) / (1 + r)^t, \quad (3.5)$$

а нормована вартість енергопродукту L_t у періоді t визначається із (3.2) з урахуванням (3.4) і є незмінною протягом життєвого циклу:

$$L_t = EAC^{cap} + C_t^{O\&M} / Q_t = L_{COE}, \quad (3.6)$$

де Q_t – вироблена протягом одного періоду енергія з урахуванням припущення про незмінність у часі продуктивності енергоустановки.

Важливо визначити структуру капітальних витрат у поєднанні з концепцією обраної моделі за схемою визначення нормованої ціни виробництва. Питання вартості капіталу тісно пов'язаний з проблемою визначення реальної вартості основних фондів.

З одного боку, це питання є складним і неоднозначним у зв'язку зі спробами інтерпретувати показники витрат, введені в терміни та категорії економічного аналізу з позицій "бухгалтерської" практики. Водночас, з іншого боку, справді виникає питання бухгалтерського обліку, зокрема, обліку встановленої потужності з подальшим врахуванням доходів у вигляді надбавок до тарифу на потужність або залежно від обсягу кінцевого виробництва. Також стоїть питання збільшення капітальних витрат частини реалізації технічних вимог на підключення до мережі електростанцій залежно від встановленої потужності.

Додаткові витрати на інтеграцію в мережу стануть необхідною складовою у структурі капітальних витрат, як тільки такі технічні вимоги будуть узгоджені та затверджені відповідними регуляторними рішеннями регулятора та оператора мережі. Крім того, модель функціонування ринку електроенергії може змінюватися протягом передбачуваного періоду.

Ймовірно, буде потреба в корегуванні вартості електроенергії у зв'язку з вартістю транспортування енергії через мережу до споживача за двосторонньою угодою. На рисунку 3.2 наведено зовнішні компоненти капітальних витрат у моделях LCOE.

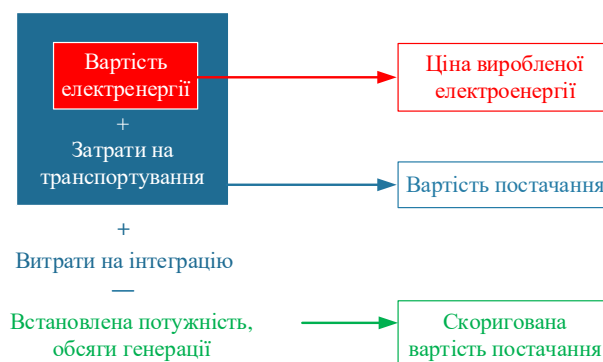


Рисунок 3.3 - Зовнішні складові капітальних витрат у моделях LCOE

За справжньої ринкової системи ринкові умови залежать від попиту та пропозиції, а прибутковість об'єкта з виробництва електроенергії залежить від рівня граничної рентабельності MP , що досягається на доступному ринку, та кривої граничних витрат виробництва MC .

3.2 Інформаційне наповнення моделі для отримання варіантних розрахунків середньозваженої собівратості та грошового потоку

При проектуванні енергетичного об'єкта необхідно на основі детального аналізу техніко-економічних показників необхідно вибрати найбільш підходящий варіант для його реалізації. Технічні показники включають надійність, простоту експлуатації, обсяг поточного та капітального ремонту, ступінь автоматизації тощо. Основними економічними показниками є капітальні вкладення (витрати) та річні експлуатаційні (поточні) витрати. Тільки порівняння та аналіз усіх техніко-економічних показників, що характеризують можливі варіанти, дозволять вибрати найкраще рішення. Документом, який узагальнює та методично формулює настанови для економічних розрахунків в енергетичному секторі, є "Методика техніко-економічних розрахунків в енергетиці".

Відповідно до цієї методики, якість основного методу оцінки економічної ефективності рекомендується методом окупності. Він прирівнює капітальні вкладення до операційних витрат (виробничих витрат). Економічні (вартісні) показники в більшості випадків мають вирішальне значення в техніко-економічних розрахунках.

Однак, якщо розглянуті варіанти еквівалентні з точки зору показників витрат, перевагу надають варіанту з найкращими технічними показниками. Слід мати на увазі, що висновки економічних порівнянь слід робити з урахуванням можливої помилки результатів розрахунку, яка визначається неточністю вихідних даних, використанням агрегованих показників тощо.

Для техніко-економічних розрахунків враховуються всі складові витрат, пов'язаних з капіталовкладеннями: вартість будівництва нових об'єктів, розширення та реконструкція існуючих, придбання обладнання, переведення обладнання на інший об'єкт тощо. електропостачання визначається витратами на втрати електроенергії, утриманням обслуговуючого персоналу та поточним ремонтом, амортизацією, паливом, матеріалами, сировиною та допоміжними витратами.

По-перше, для отримання мінімальної нормованої виробничої ціни використання встановленої потужності встановлюється на максимум у межах технічно досягнутого рівня. Це означає, що метод передбачає роботу будь-яких електростанцій у базовому режимі, який добре узгоджується з можливостями теплових електростанцій та атомних електростанцій.

По-друге, зазвичай не враховуються системні витрати - наприклад, для комплексу робіт з підключення до електричної мережі (інтеграція в енергосистему), включаючи реконструкцію підстанцій середньої та високої напруги та ліній електропередач. Це питання насамперед стосується виробництва електроенергії з використанням ТВЕ - сонячної, вітрової. Оскільки попит і споживання мають бути збалансовані буквально щосекунди, існує необхідність накопичувати електроенергію на складі. Необхідно також підтримати роботу інших маневрових об'єктів (ГЕС, ГТУ) в гарячому резерві - забезпечити "обертовий резерв" у разі зупинки вітроелектростанції або раптового зниження рівня сонячної інсоляції. Однак погоджених кошторисів витрат на вирішення цих питань не існує.

По-третє, фактори державного втручання шляхом сприяння через механізми державної підтримки - запровадження пільгових ("зелених", у випадку ТВЕ) тарифів на преференції податкової політики або пряма підтримка (втручання) певних виробників, враховуються по-різному в дослідження окремих організацій або

дослідників. Однак ці фактори можуть впливати на прибутковість конкретного проекту.

Нормалізована вартість енергії або розрахункова середньозважена ціна енергії, яку виробник передає в мережу (ЕМ) у вузлі електропостачання, часто використовується як зручний сукупний показник загальної конкурентоспроможності різних генеруючих технологій. Ця концепція традиційно використовується в практиці техніко-економічних досліджень енергетичних систем в останні десятиліття.

Методологія визначення нормованої або розрахункової середньозваженої вартості виробництва енергії (від англійської Levelized Energy Cost (LEC), також Levelised Cost of Energy (LCOE)), розроблена в багатьох дослідженнях відомих зарубіжних дослідницьких центрів та провідних енергетичних компаній в процесі поступової розробки технологій виробництва тепла та електроенергії як ефективного інструменту порівняння техніко-економічних показників у їх сукупності.

Основними показниками, необхідними для розрахунку нормованої вартості енергії, є: капітальні витрати на будівництво / монтаж об'єкта, витрати на сплату відсотків за користування банківськими позиками, експлуатаційні витрати (умовно фіксовані та змінні витрати на поточне обслуговування та паливо), а також необхідну норму використання для кожного типу установки та величину виробленої енергії.

Методологія моделювання, заснована на концепції LCOE, особливо швидко розвивалась протягом останніх 2-3 років - у процесі трансформації ринкових відносин, поширення принципів дерегуляції економічних відносин в енергетичному секторі, пов'язаних з високими показниками впровадження провідних ТВЕ країн відповідно до узгоджених національних планів розвитку та поступових змін у енергозабезпеченні густонаселених країн Південно-Східної Азії та Океанії.

Основний висновок щодо сучасного наукового рівня досліджень модифікованих записів моделей, заснованих на використанні концепції LCOE, полягає в тому, що існує безліч способів побудови модельних структур для

розрахунку LCOE, оскільки конкретний запис моделі залежить від рівня деталізації наявних даних. Особливо важливим фактором, що впливає на надійність отриманих техніко-економічних оцінок, є правильність припущень про поведінку фінансово-економічної системи (держава, світ), оскільки нормована вартість енергії ЛЕС та електроенергії LCOE обчислює об'єкт усіх господарських операцій.

Для позначення вартості грошей і, відповідно, цін: дійсних та номінальних, уживаються певні терміни. "Реальна" відображає реальну поточну ємність (силу) грошових потоків у фіксованій (фіксованій) валюті. «Номінальний» - враховують фактор інфляції. Якщо розрахунки проводяться в грошових одиницях валюти, яка має реальну вартість, на відміну від номінальної, значення процентної ставки на капітал також має бути дійсним (очищеним від інфляційних складових). Цим фактором часто нехтують, і процентні ставки використовуються відповідно до спостережень за динамікою фінансового ринку, огляду "банківських ринкових ставок" або "ринкових знижок". Фактичні процентні ставки ніколи не "дотримуються" - вони визначаються на основі коефіцієнтів:

$$(1 + d) = (1 + r) \times (1 + i), \quad (3.7)$$

де застосовані позначення: d – номінальна ставка, %; r – дійсна чи фіксована ставка, %; i – темп інфляції, %.

У практиці розрахунку інвестиційних проектів за моделями LCOE використовують методи фінансових розрахунків чистої теперішньої вартості (Net Present Value, NPV). Індикатором є різниця між усіма надходженнями та відтоками грошових коштів, зменшеними до поточного моменту часу (до дати оцінки інвестиційного проекту):

$$NPV = \sum_j^n \frac{NetCF(j)}{(1 + R)^j}, \quad (3.8)$$

де $NetCF(j)$ – сума всіх грошових потоків у році j , n – тривалість життєвого циклу проекту (термін служби установки) в роках, R – бажана дохідність проекту,

внутрішній дисконт на рівні IRR.

NPV показує суму коштів, яку інвестор очікує отримати від проекту після досягнення точки беззбитковості - коли грошовий потік доходу може покрити свої первісні інвестиційні витрати та компенсувати періодичний відтік грошових коштів (витрати, пов'язані з реалізацією проекту або функціонуванням) .

Щоб знайти рівноважну ціну на енергоносії, що виробляються установками, які планується побудувати за інвестиційним проектом нового енергетичного об'єкту, вираз для визначення чистої теперішньої вартості записують у вигляді балансу.

$$PV_{revenue} = PV_{cost}, t = \overline{1, n}, \quad (3.9)$$

причому $PV_{revenue}$ – приведена вартість грошових потоків-надходжень; PV_{cost} – приведена вартість грошових потоків-витрат; t – позначення поточного часового періоду роботи установок/об'єкта (зазвичай – календарний рік), n – розрахунковий термін експлуатації об'єкта у періодах (життєвий цикл у календарних роках).

З урахуванням (3.8) для будь-якої енергетичної установки ліву і праву частину рівняння (3.9) визначають наступним чином:

$$PV_{cost} = C^{cap} + \sum_t^n C_t^{O\&M} / (1+r)^t, \quad (3.10)$$

$$PV_{revenue} = \sum_t^n Q_t \cdot L_t = 8760 \cdot \sum_t^n \frac{GW_t \cdot C_{ft}}{(1+r)^t} \cdot L_t. \quad (3.11)$$

Вказуються записані коефіцієнти (індекс t - маркер належності до t -го періоду експлуатації): C^{cap} - загальна сума капітальних витрат на будівництво / монтаж об'єкта, включаючи виплати відсотків за банківські позики (визначається залежно від фінансовий план будівництва); $C_t^{O\&M}$ - загальна сума експлуатаційних витрат (умовно фіксовані та змінні витрати на поточне обслуговування та паливо); r - діюча ставка дисконтування, знижка у%; Q - вироблена енергія (теплова або електрична); L - невідома середня (нормована) ціна на вироблену енергію в поточному періоді / році; GW - потужність установки, іноді приймається рівною номінальному значенню $GW_{ном}$ (може бути постійною, якщо нехтувати деградацією - зниженням

продуктивності, ефективності тощо; відповідно, запис дещо спрощується); C_{ft} – КВВП за поточний операційний період / рік.

За відсутності точних даних про податкові ставки, тарифні надбавки чи пільги, в прогнозних розрахунках на довгострокову перспективу зазвичай обмежуються розрахунком теперішньої вартості грошових потоків-надходжень за "податками та страховими платежами":

$$PV_{revenue} = PV_{revenue}^{EBIT}$$

Найбільші труднощі при розробці моделей за схемою LCOE полягають у ідентифікації та максимальному повному врахуванні складових поточних витрат, що добре проілюстровано графіками на рисунку 3.4. З іншого боку, для енергетичних проектів, заснованих на ТВЕ, найбільші невизначеності в прогнозних даних пов'язані з випадковим характером змін природної енергетичної енергії - енергії вітру для вітрових електростанцій, особливо наземних, та первинної сонячної інсоляції для ДФЕУ та СЕС з сонячними концентраторами.

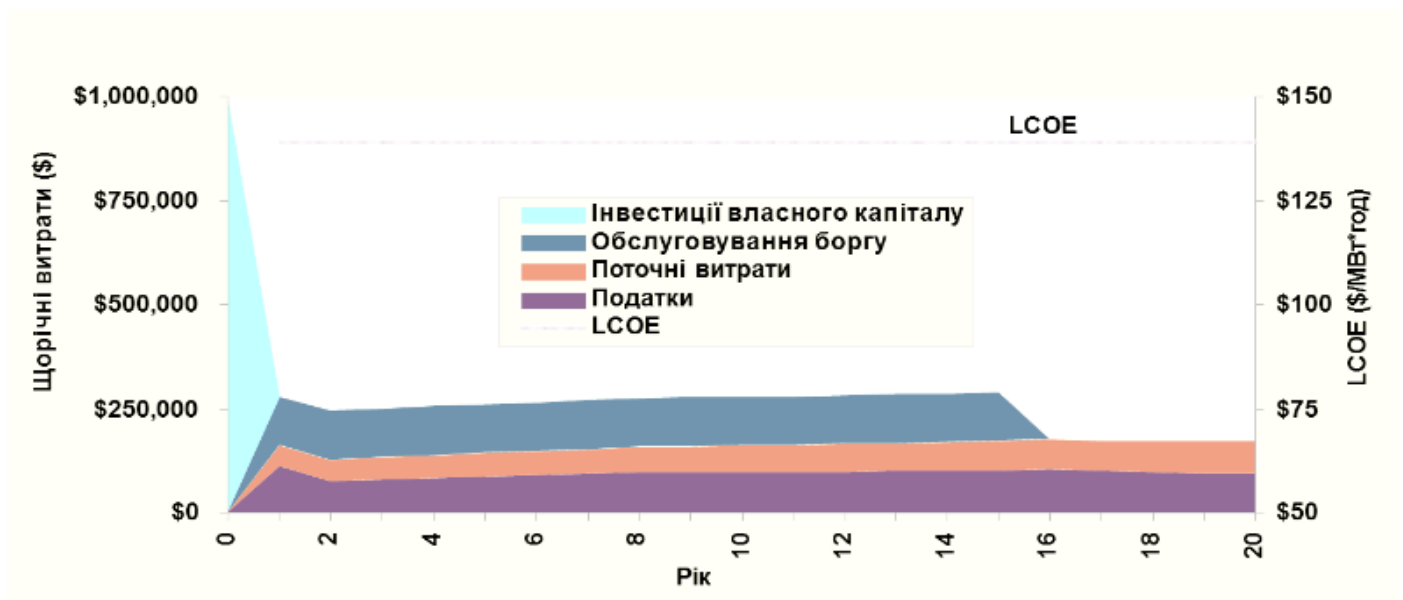


Рисунок 3.4 - Можлива динаміка зменшення грошових витрат протягом терміну служби

3.3 Результати варіантних розрахунків техніко-економічних показників з урахуванням витрат на спеціальне оснащення ВЕУ

3.3.1 Варіантні техніко-економічні розрахунки ВЕУ з терміном життєвого циклу 20 років

Техніко-економічні розрахунки здійснено на основі ринкових цінових пропозицій виробників і постачальників обладнання на виконання усього комплексу послуг щодо монтажних робіт і обслуговування установки.

Початкові проектні значення та показник вартості обладнання та грошових витрат для розрахунку за моделлю життєвого циклу на основі визначення нормованої ціни виробництва LCOE зведені в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1- Початкові проектні значення та показник вартості обладнання та грошових витрат

	Найменування	Ціни в грн.	Розрахункові значення
I	Початкові інвестиції (затрати першого року, без поточних витрат на експлуатацію)	9585744	230058
1.1	ВЕУ EuroWind 50 (Додаток А), 3 штуки	5927040	177811
1.2	Інвертор Dalian 50KVA 380V	1654800	49644
1.3	Щогла Висотою -18 метрів, 3 шт	1075200	32256
1.4	Кабелі, комутаційна апаратура, проектування	63000	1890
1.5	Монтажні роботи, доставка	865704	25972
II	Експлуатаційні показники та витрати		
2.1	Термін експлуатації, років		20
2.2	Розрахунковий річний обсяг виробітку електричної енергії, кВт·год		680000
2.3	Капітальний ремонт ВЕУ	1917149	34509
III	Фінансові макропоказники		
3.1	Індекс інфляції (і ,ескалації), річна ставка, %		3;4
3.2	Річна дохідність капіталу при його розміщенні у альтернативні фінансові продукти (базове значення дисконту R), %		5;7
3.3	Кредитна банківська ставка (RD) 5 років , %		6,5;8

Результати розрахунків нормованої ціни на виробництво електричної енергії

та грошового потоку для малої ВЕС наведені на рисунках 3.1 та 3.2 відповідно, та для дисконтованого грошового потоку для зеленого тарифу на рисунку на рисунку 3.3.

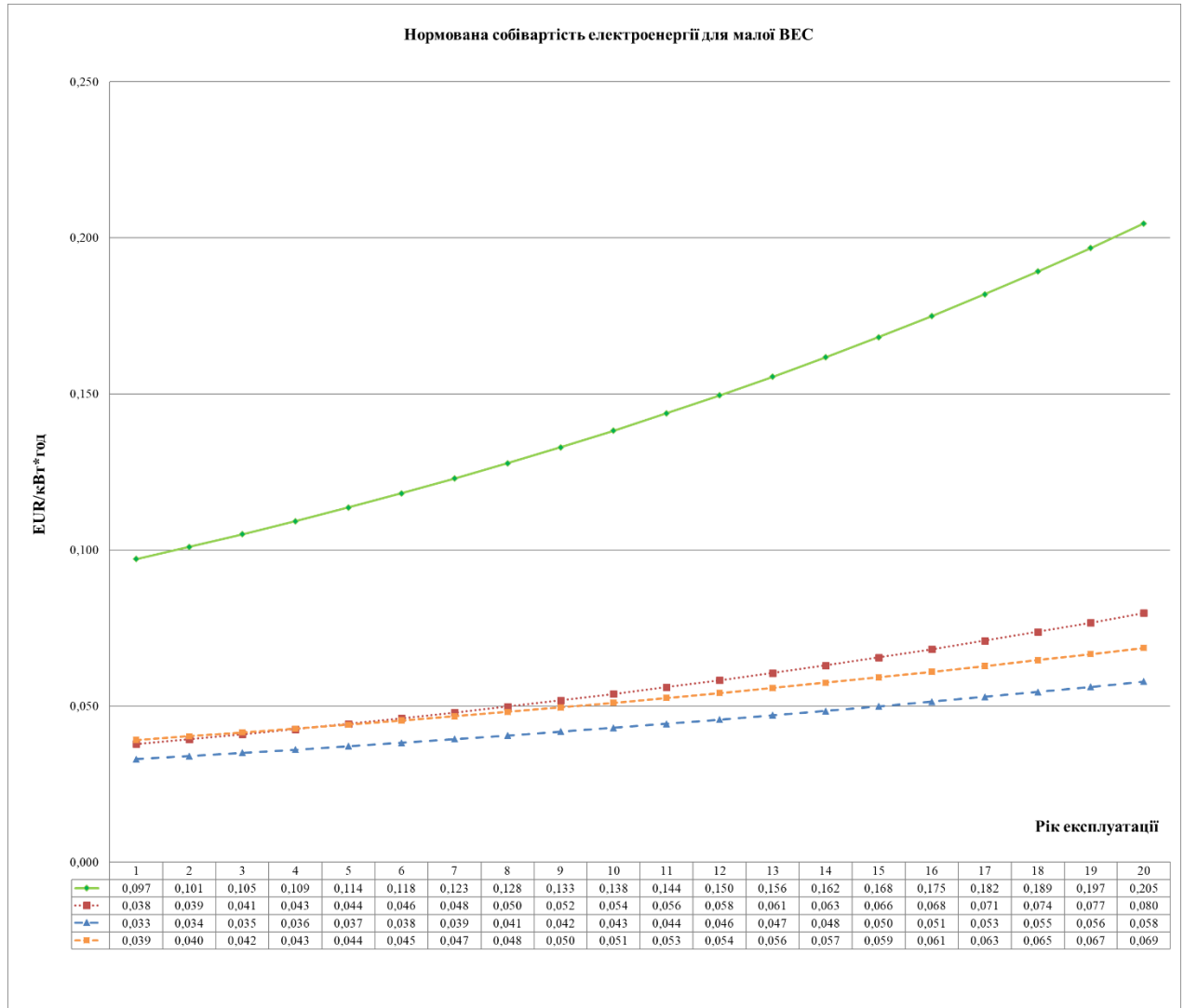


Рисунок 3.2 – Нормована ціна на виробництво електричної енергії для малої ВЕС:

- ◆— - Зелений тариф ($FiT = 0,033 \text{ EUR/kWh}$) ;
- - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- ▲— - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$;
- Варіантний розрахунок при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$).

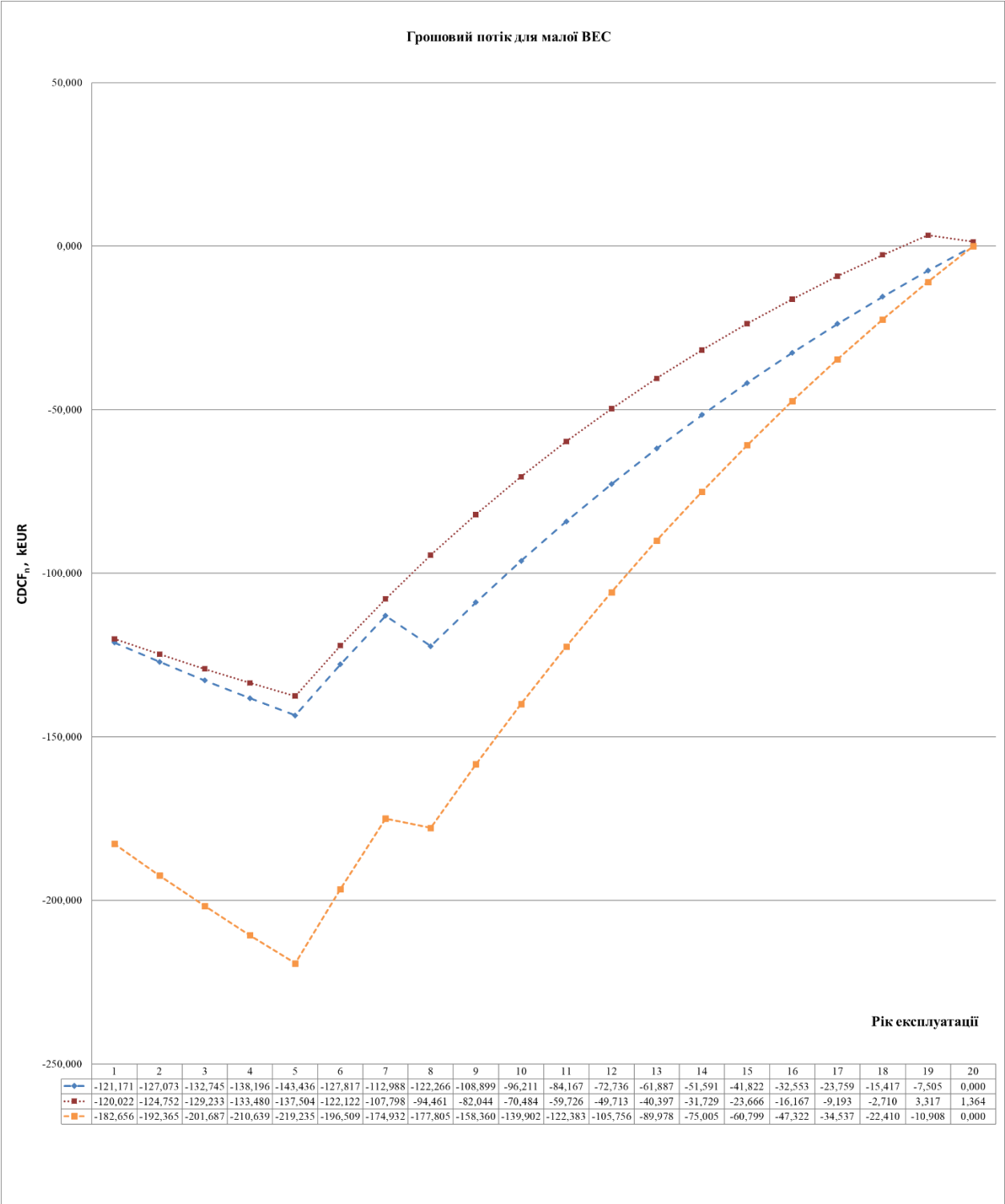


Рисунок 3.3- Дисконтований грошовий потік для малої ВЕС:

- ◆— - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5$;
- Варіантний розрахунок при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$).

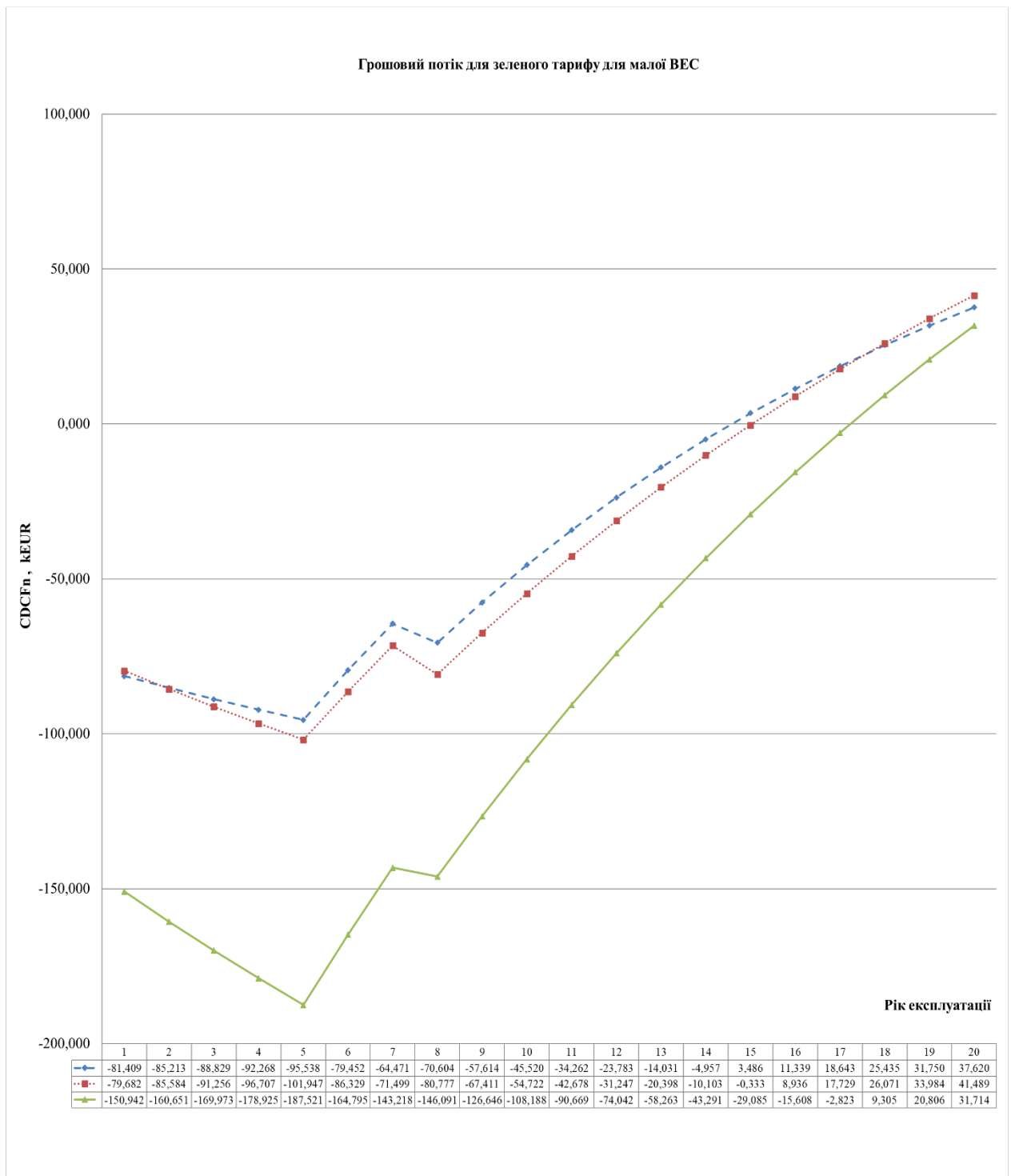


Рисунок 3.4 – Грошовий дисконтований потік за умови збуту виробленої електроенергії за встановленим значенням зеленого тарифу для малої ВЕС:

- ◆— - Зелений тариф ($FiT = 0,0378 \text{ EUR/kWh}$), $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- - Зелений тариф ($FiT = 0,0329 \text{ EUR/kWh}$), $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$;
- ▲— - Зелений тариф ($FiT = 0,0391 \text{ EUR/kWh}$ при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$), $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$.

Таким чином, термін окупності ВЕУ з засобами виготовленої і змонтованої відповідно до наведеного розрахунку в залежності від обраного порядку обслуговування (щорічних витрат на експлуатацію) може становити від 15 до 17 календарних років.

3.3.2 Варіантні техніко-економічні розрахунки ВЕУ з терміном життєвого циклу 30 років

При зміні терміну життєвого циклу збільшуються витрати на капітальний ремонт, заміну обладнання, щоб підтримувати електроустановку в працездатному стані.

Необхідно це все передбачити в подальшому розрахунку. В моєму випадку проводиться капітальний ремонт уже на 12 році експлуатації, потім на 20 році експлуатації проводиться заміна інверторів.

Значення вартісних показників обладнання та вихідні проектні значення витрат для розрахунку за моделлю життєвого циклу на основі визначення нормованої ціни виробництва LCOE зведені до таблиці 3.2

Таблиця 3.2 - Значення вартісних показників обладнання та вихідні проектні значення

	Найменування	Ціни в грн.	Розрахункові значення
I	Початкові інвестиції (затрати першого року, без поточних витрат на експлуатацію)	9585744	230058
1.1	ВЕУ EuroWind 50, 3 штуки	5927040	211680
1.2	Інвертор Dalian 50KVA 380V	1654800	59100
1.3	Щогла Висотою -18 метрів, 3 шт	1075200	38400
1.4	Кабелі, комутаційна апаратура, проектування	63000	1890
1.5	Монтажні роботи, доставка	865704	25972
II	Експлуатаційні показники та витрати	-	
2.1	Термін експлуатації, років	-	30

Продовження талиці 3.2

	Найменування	Ціни в грн.	Розрахункові значення
--	--------------	-------------	-----------------------

2.2	Розрахунковий річний обсяг виробітку електричної енергії, кВт·год	-	680000
2.3	Капітальний ремонт ВЕУ	1917149	34509
2.4	Заміна інверторів	1654800	49644
III	Фінансові макропоказники	-	-
3.1	Індекс інфляції (ескалації), річна ставка, %		3;4
3.2	Річна дохідність капіталу при його розміщенні у альтернативні фінансові продукти (базове значення дисконту), %		5;7
3.3	Кредитна банківська ставка (5 років), %		6,5;8

Результати розрахунків грошового потоку для малої ВЕС наведені на рисунку 3.5, та для дисконтованого грошового потоку для зеленого тарифу на рисунку 3.6.

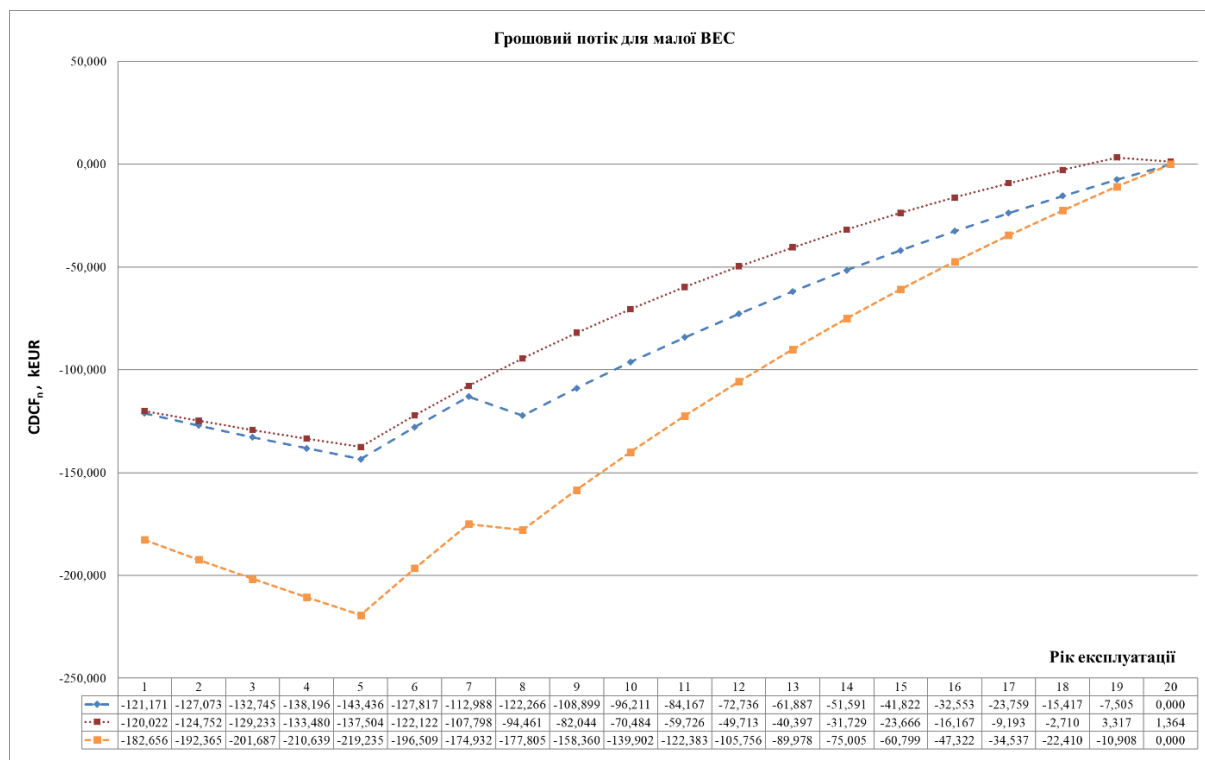


Рисунок 3.5 – Дисконтований грошовий потік для малої ВЕС:

- ◆— - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5$;
- Варіантний розрахунок при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$) ;

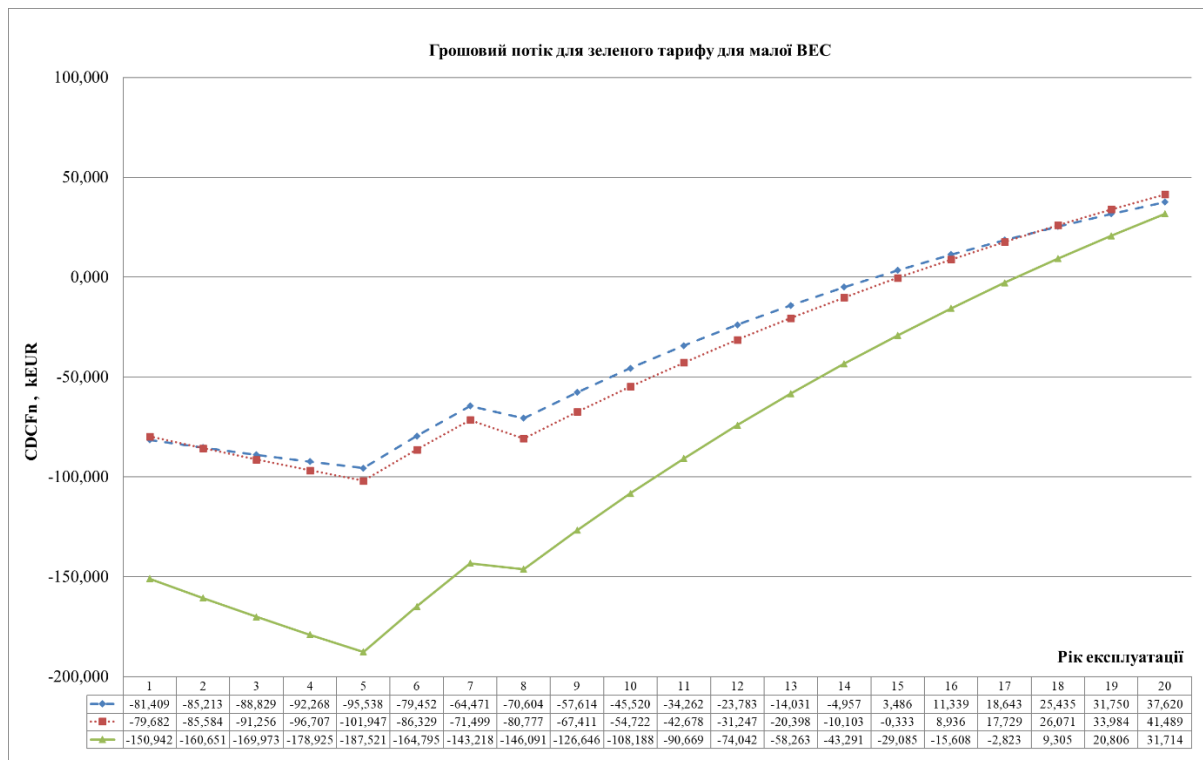


Рисунок 3.6- Грошовий дисконтований потік за умови збуту виробленої електроенергії за встановленим значенням зеленого тарифу для малої ВЕС:

- ◆— - Зелений тариф ($FiT = 0,0378 \text{ EUR/kWh}$), $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- - Зелений тариф ($FiT = 0,0329 \text{ EUR/kWh}$), $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$;
- ▲— - Зелений тариф ($FiT = 0,0391 \text{ EUR/kWh}$ при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$), $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$.

Таким чином, термін окупності ВЕУ з засобами виготовленої і змонтованої відповідно до наведеного розрахунку в залежності від обраного порядку обслуговування (щорічних витрат на експлуатацію) може становити від 17 до 24 календарних років.

3.3.3 Варіантні техніко-економічні розрахунки ВЕУ для дорогої техніки

При розрахунку цікаво що буде з терміном окупності ,якщо змінити устаткування на більш дорогі аналоги, тому були змінені вітряки на іншого виробника відповідно з більшою ціною за одиницю, змінені дані відображені відповідно в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Значення вартісних показників обладнання та вихідні проектні значення для більш дорогої техніки

	Найменування	Ціни в грн.	Розрахункові значення
I	Початкові інвестиції (затрати першого року, без поточних витрат на експлуатацію)	9585744	230058
1.1	БЕУ Hummer H12.0-50KW (Додаток Б), 3 штуки	5927040	211680
1.2	Інвертор Dalian 50KVA 380V	1654800	59100
1.3	Щогла Висотою -18 метрів, 3 шт	1075200	38400
1.4	Кабелі, комутаційна апаратура, проектування	63000	1890
1.5	Монтажні роботи, доставка	865704	25972
II	Експлуатаційні показники та витрати	-	
2.1	Термін експлуатації, років	-	30
2.2	Розрахунковий річний обсяг виробітку електричної енергії, кВт·год	-	680000
2.3	Капітальний ремонт БЕУ	1917149	34509
2.4	Заміна інверторів	1654800	49644
III	Фінансові макропоказники	-	-
3.1	Індекс інфляції (ескалації), річна ставка, %		3;4
3.2	Річна дохідність капіталу при його розміщенні у альтернативні фінансові продукти (базове значення дисконту), %		5;7
3.3	Кредитна банківська ставка (5 років) , %		6,5;8

Результати розрахунків нормованої ціни на виробництво електричної енергії та грошового потоку для малої ВЕС наведені на рисунках 3.7 та 3.8 відповідно, та для дисконтованого грошового потоку для зеленого тарифу на рисунку 3.9

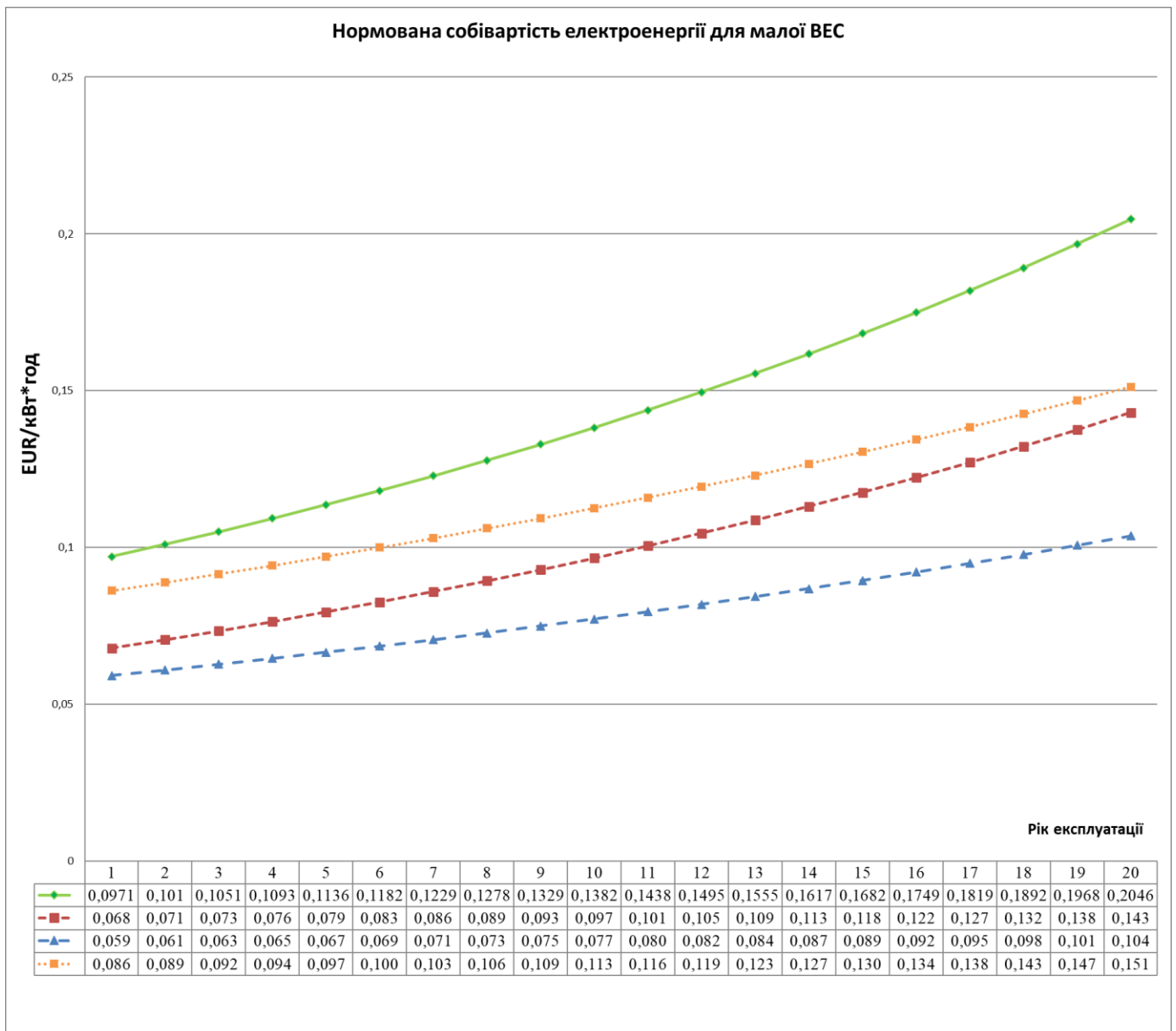


Рисунок 3.7 - Нормована ціна на виробництво електричної енергії для малої ВЕС:

- ◆— - Зелений тариф ($FiT = 0,033 \text{ EUR/kWh}$) ;
- - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- ▲— - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$;
- - Варіантний розрахунок при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$).

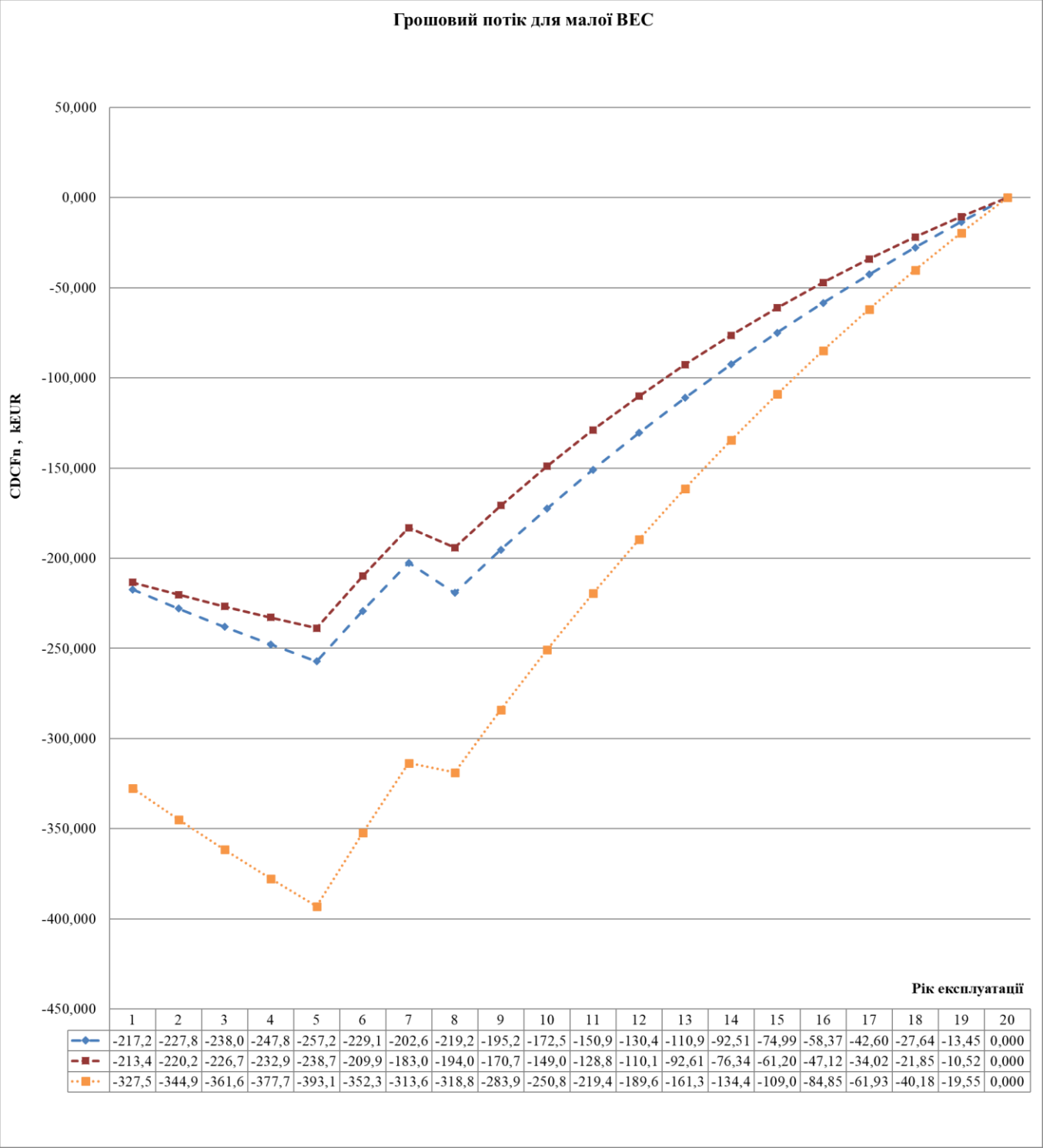


Рисунок 3.8 - Дисконтований грошовий потік для малої ВЕС:

- ◆— - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5$;
- ... - Варіантний розрахунок при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$).

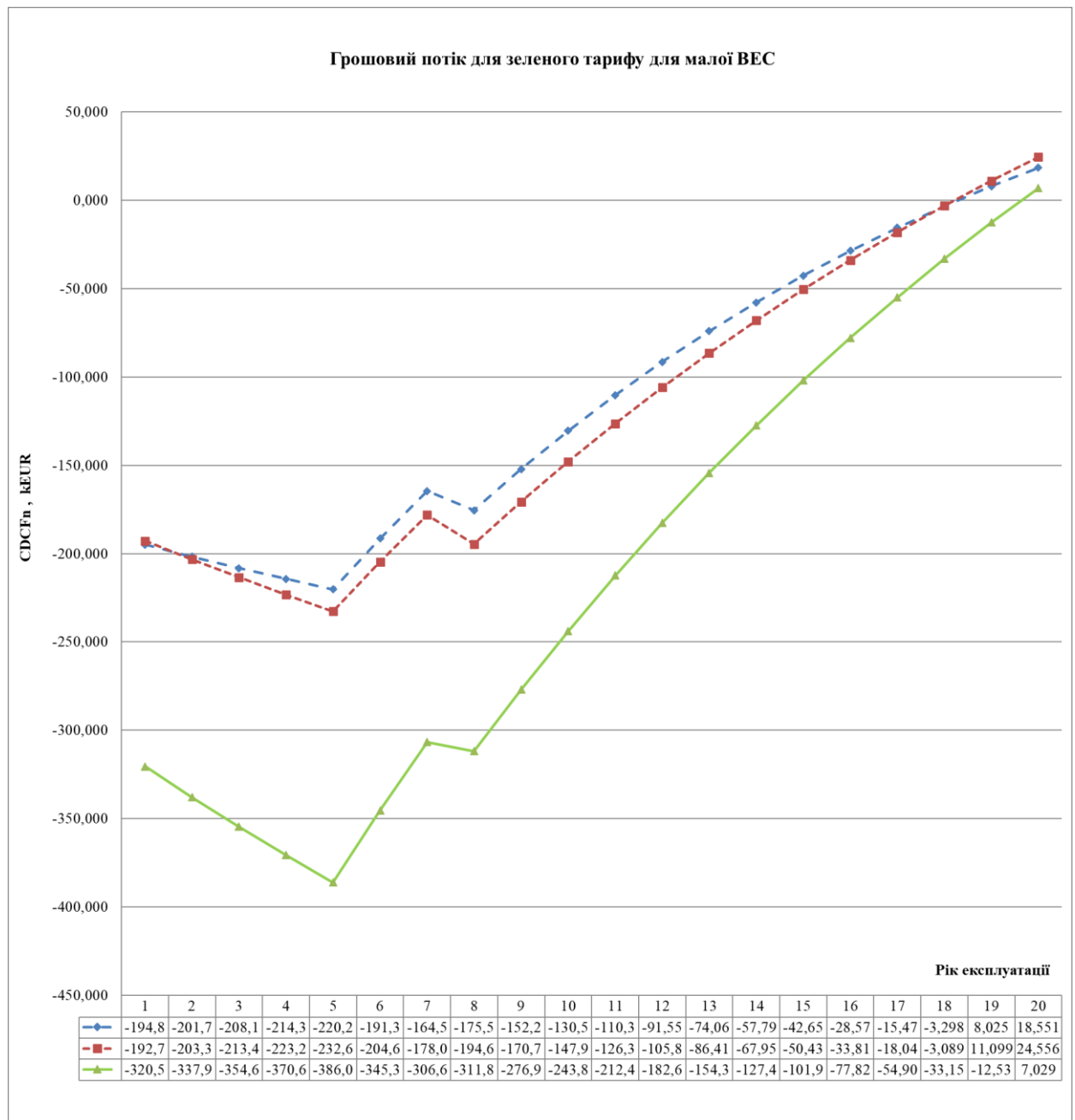


Рисунок 3.9 - Грошовий дисконтований потік за умови збуту виробленої електроенергії за встановленим значенням зеленого тарифу для малої ВЕС:

- ◆— - Зелений тариф ($FiT = 0,0378 \text{ EUR/kWh}$), $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- - Зелений тариф ($FiT = 0,0329 \text{ EUR/kWh}$), $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$;
- ▲— - Зелений тариф ($FiT = 0,0391 \text{ EUR/kWh}$ при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$), $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$.

Таким чином, термін окупності ВЕУ з засобами виготовленої і змонтованої відповідно до наведеного розрахунку в залежності від обраного порядку

обслуговування (щорічних витрат на експлуатацію) може становити від 19 до 20 календарних років. Із збільшення вартості обладнання виросла і собівартість вироблення, як видно з діаграм термін окупності дуже високий і настає коли термін життєвого циклу нашої електроустановки спливає. Тому необхідно правильно підбирати обладнання для проекту, адже такий проект не буде цікавий для майбутнього інвестора.

3.3.4 Варіантні техніко-економічні розрахунки BEU при збільшеному кредитуванні

Для техніко економічного розрахунку було змінено термін кредитування з 5 на 10 років, для того щоб побачити що буде вигідніше для інвестора. Термін життєвого циклу 30 років.

Результати розрахунків нормованої ціни на виробництво електричної енергії та грошового потоку для малої ВЕС наведені на рисунках 3.10 та 3.11 відповідно, та для дисконтованого грошового потоку для зеленого тарифу на рисунку 3.12

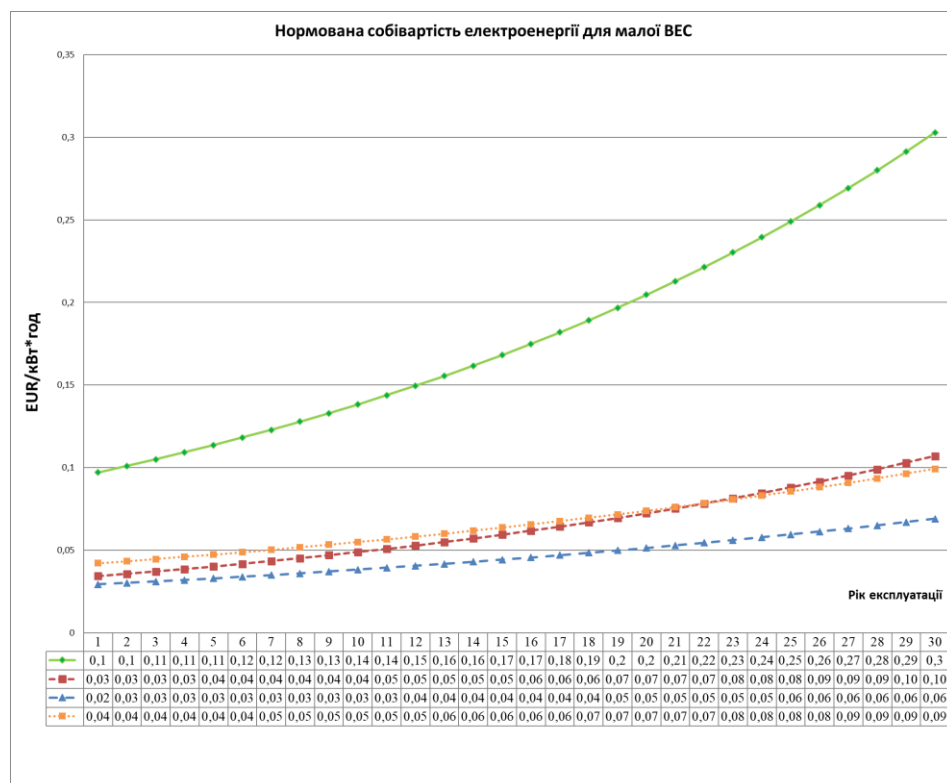


Рисунок 3.10 - Нормована ціна на виробництво електричної енергії для малої ВЕС:

—◆— - Зелений тариф ($FiT = 0,033 \text{ EUR/kWh}$) ;

■- - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;

▲- - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$;

■■■■- Варіантний розрахунок при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$).

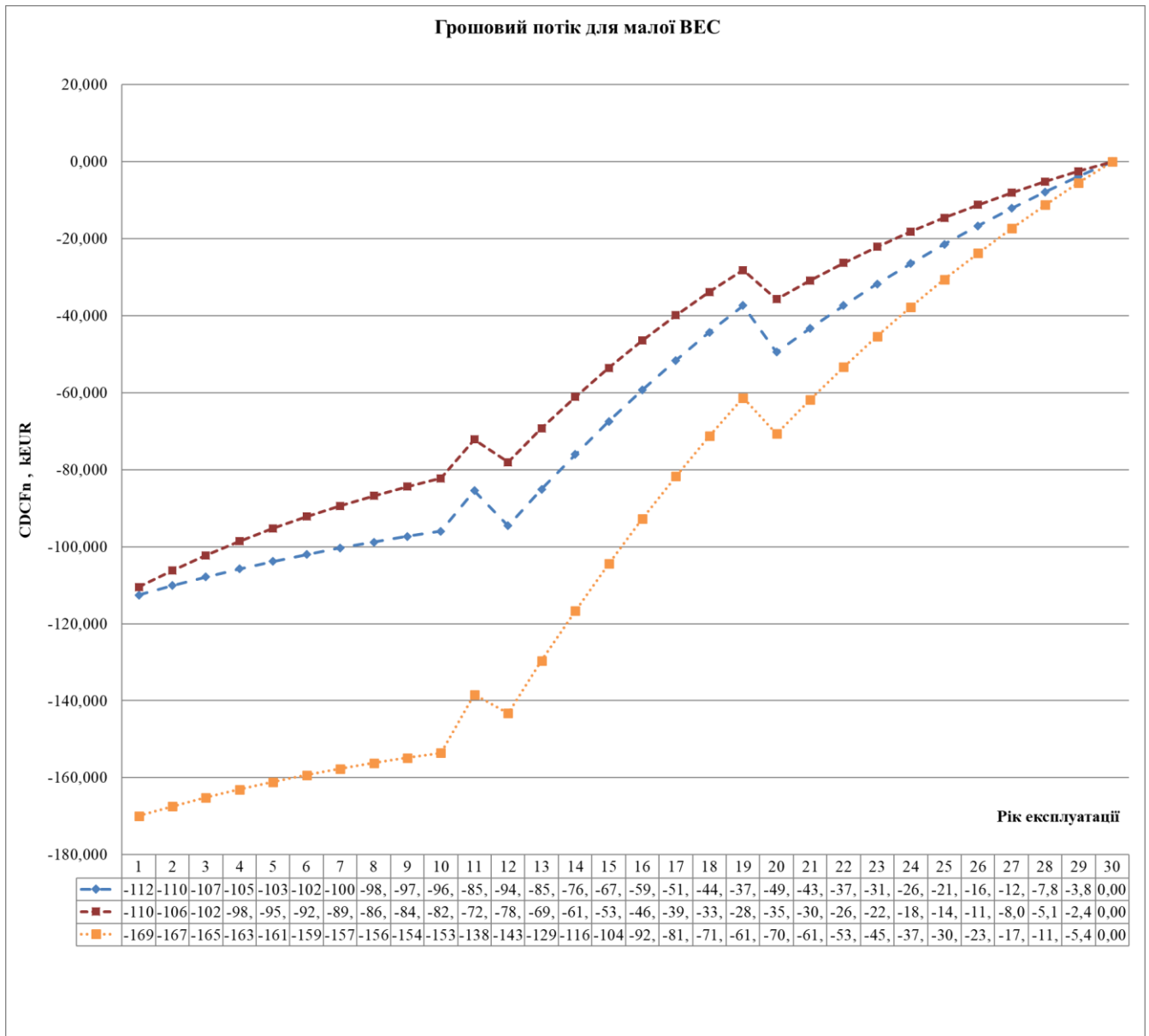


Рисунок 3.11 - Дисконтований грошовий потік для малої ВЕС:

—◆— - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;

■■■■ - Кредит $0.5C_{cap}$, $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$;

■- - Варіантний розрахунок при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$).

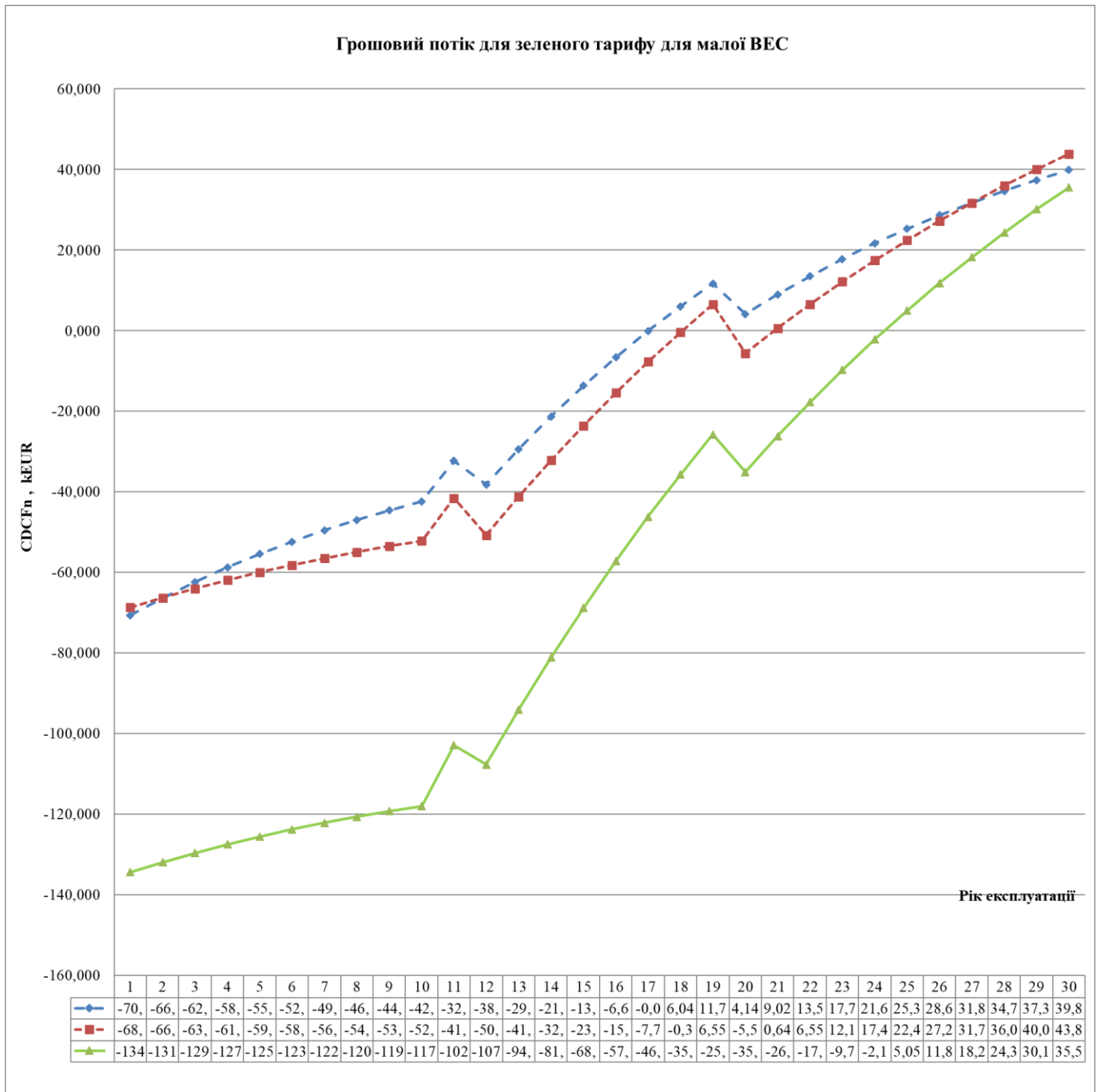


Рисунок 3.12 - Грошовий дисконтований потік за умови збуту виробленої електроенергії за встановленим значенням зеленого тарифу для малої ВЕС:

- ◆— - Зелений тариф ($FiT = 0,0378 \text{ EUR/kWh}$), $RD=8\%$, $i=4,0\%$, $R=7\%$;
- - Зелений тариф ($FiT = 0,0329 \text{ EUR/kWh}$), $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$;
- ▲— - Зелений тариф ($FiT = 0,0391 \text{ EUR/kWh}$ при збільшеному капіталовкладенню ($C_{cap}=125\%$), $RD=6.5\%$, $i=3,0\%$, $R=5\%$.

Таким чином, термін окупності ВЕУ з засобами виготовленої і змонтованої

відповідно до наведеного розрахунку в залежності від обраного порядку обслуговування (щорічних витрат на експлуатацію) може становити від 17 до 23 календарних років. Кредит на 10 років може бути цікавий для інвестора який розраховує платити менше за кредитну ставку в рік, менше грошове навантаження на інвестора протягом року, банк в цьому випадку виграє теж, адже отримує відсоток від кредиту.

3.3.5 Мала вітротурбіна ON-GRID в Румунії, співставний аналіз

Для оцінки економії енергії, яка може виникнути в результаті використання різних технологій для мережевих систем, еталонним показником є закупівельна ціна на енергію для домогосподарств.

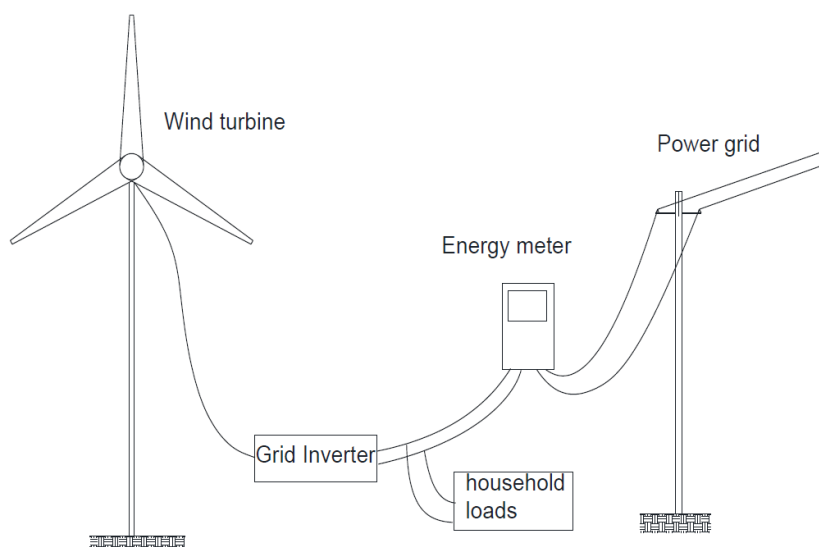


Рисунок 3.13 - Схема вітротурбінної системи, що працює в мережі

Джерело: Small wind turbines for on grid and off grid applications [38]

Загальна схема малого вітрогенератора, підключеного до мережі, наведена на рисунку 3.13. Цей тип системи реалізований для зменшення витрат на енергію в будинку. Малий вітрогенератор підключений до електромережі через інвертор, який максимізує передачу потужності, за допомогою алгоритму MPPT або заздалегідь визначеної кривої потужності. Типова крива потужності хорошої вітряної турбіни потужністю 2,5 кВт з номінальною потужністю при швидкості вітру 12 м/с, представлена на малюнку 2, є основою для наступного аналізу. Для загального підходу, який легко екстраполювати, наведено наступні розрахунки виконується на

нормалізованій вітротурбіні потужністю 1 кВт, отриманій з кривої потужності турбіни 2,5 кВт, зберігаючи той самий кривий коефіцієнт потужності C_p [38].

Питомі інвестиційні витрати в малих системах вітрогенераторів показують великі варіації в залежності від виробника, якості компонентів, розміру, місцевих витрат робочої сили та місця установки. Ці специфічні витрати коливаються від 2000 до 7000 € / кВт в результаті різних джерел, див. Витрати на експлуатацію та управління різними, а наявні дані не є надійними. Більшість джерел вважають витрати на експлуатацію та експлуатацію 1-3% від початкових інвестицій обґрунтованими (. У наступних розрахунках O&M враховується 2% / рік [38].

Криві сімейства LCOE на малюнку 3.14 обчислюються в порівнянні із середньорічними швидкостями вітру при різних конкретних значеннях інвестицій. На цьому ж графіку це посилення на закупівельні ціни на енергію для домогосподарств у ЄС. Фінансова життєздатність невеликих вітрових інвестицій є в регіоні, де крива LOCE, розрахована для конкретної інвестиційної вартості, нижча за ціну енергії домогосподарств у місці реалізації.

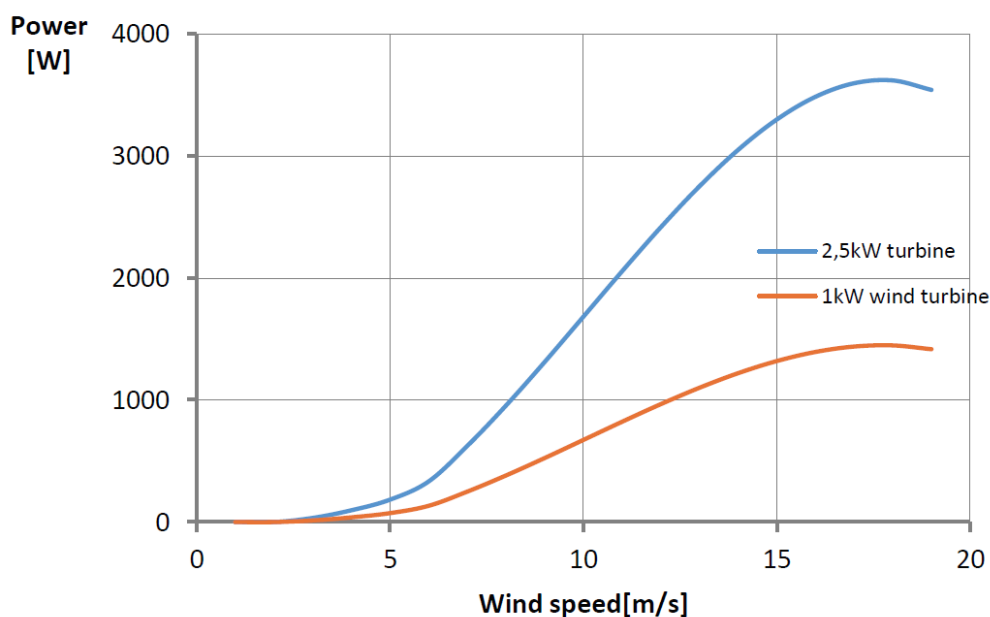


Рисунок 3.14 - Типова крива потужності вітрогенератора потужністю 2,5 кВт і нормалізована крива потужності

Джерело: Small wind turbines for on grid and off grid applications [38]

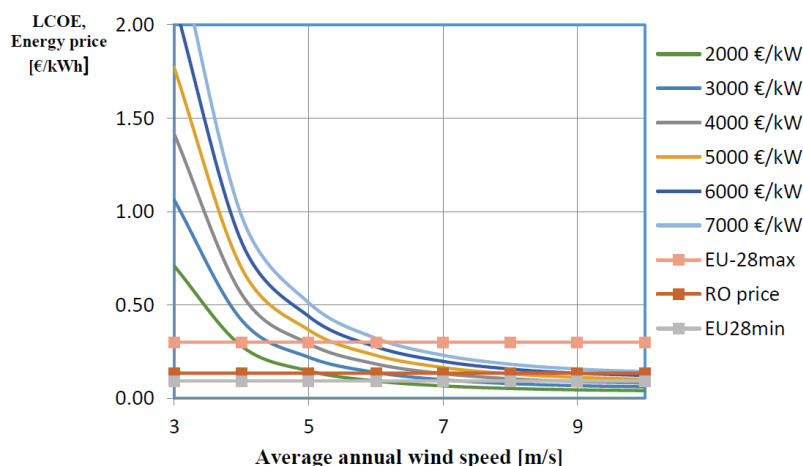


Рисунок 3.15 - LCOE для вітрових турбін, що працюють у мережі, та ціни на енергію для домогосподарств EU28

Джерело: Small wind turbines for on grid and off grid applications [38]

Точка беззбитковості для конкретної інвестиційної вартості знаходиться на перетині відповідної кривої LCOE з лінією (Рисунок 3.15), що представляє ціну енергії домогосподарств у місці реалізації. Крім цього, на шляху до вищих швидкостей вітру економія, отримана при використанні технології малого вітру, приносить інвестору прибуток/економію, що не обкладається податками.

У країнах, де ціна на енергію для домогосподарств нижча, фінансової життєздатності можна досягти за менших питомих інвестиційних витрат та вищої середньорічної швидкості вітру, що обмежує географічну область, де малі вітрові системи, підключені до мережі, можуть бути ефективними.

Більш детальний аналіз вітрових турбін в Румунії наведено на Рисунку 4, де ціна на енергію для домогосподарств становить приблизно 0,132 €/кВт-год, що значно нижче середнього показника в 0,2 €/кВт-год. Інвестиції в невеликі підключені до мережі вітрові турбіни можуть бути привабливими, коли середньорічна швидкість вітру перевищує 5 м/с при найменших питомих інвестиційних витратах. Цей тип проектів є фінансово привабливим у зеленому регіоні, зображеному на малюнку 3.16, нижче граничної кривої життєздатності інвестицій на тому ж графіку [38].

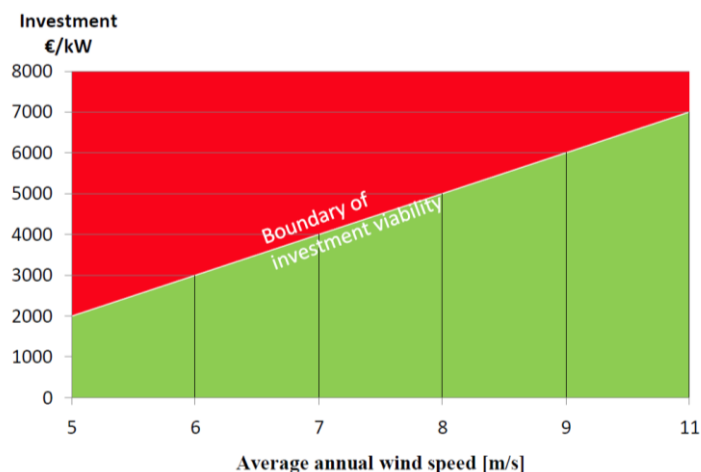


Рисунок 3.16 - Життєздатність вітрових турбін, що працюють у мережі Румунської енергетиці, при ціні 0,132 €/кВт-год

Джерело: Small wind turbines for on grid and off grid applications [38]

Висновки до розділу

Виконано техніко-економічний аналіз показників системи електрозабезпечення об'єкта промислового об'єкта), оснащеного комбінованою системою електропостачання з використанням вітрових енергоустановок спеціальної конструкції. Розрахункові оцінки техніко-економічних показників, отримані на основі моделі життєвого циклу для різних значень фінансово-економічних параметрів моделі, дозволяють проаналізувати ефект запропонованих компонувальних рішень у спосіб виконання серії варіантних співставних розрахунків.

Довгостроковий період експлуатації розглянутої системи електрозабезпечення із надійними прогностичними показниками щодо доцільності застосування подібних систем є особливо важливим для потенційного інвестора, адже потрібно запропонувати самий вигідний і найменш ризиковий варіант реалізації проекту.

Після закінчення дії «зелених тарифів» буде діяти система проведення аукціонів (Додаток В). В розділі була спрогнозована одна з можливих цін на зелену електроенергію, що буде продаватися на аукціонах.

4 СТАРТАП ПРОЕКТ

4.1 Передумови виникнення стартап проектів

Термін стартап відноситься до компанії на перших етапах діяльності. Стартапи засновані одним або кількома підприємцями, які хочуть розробити товар чи послугу, на які, на їхню думку, є попит. Ці компанії, як правило, починають з високих витрат і обмеженого доходу, саме тому вони шукають капітал з різних джерел.

Стартапи - це компанії або підприємства, орієнтовані на окремий продукт або послугу, які засновники хочуть вивести на ринок. Ці компанії, як правило, не мають повністю розробленої бізнес-моделі, і, що найважливіше, їм не вистачає достатнього капіталу для переходу на наступну фазу бізнесу. Більшість із цих компаній спочатку фінансуються їх засновниками.

Стартапи можуть використовувати насіннєвий капітал для інвестицій у дослідження та розробку своїх бізнес-планів. Дослідження ринку допомагає визначити попит на товар або послугу, тоді як всебічний бізнес-план окреслює формулювання місії, бачення та цілі компанії, а також стратегії управління та маркетингу.

Стартапи можуть використовувати кредит для початку своєї діяльності. Досконала кредитна історія може дозволити стартапу використовувати кредитну лінію як спосіб фінансування. Цей варіант несе найбільший ризик, особливо якщо запуск не вдасться. Інші компанії вибирають позики для малого бізнесу, щоб сприяти зростанню. Банки, як правило, мають кілька спеціалізованих опцій, доступних для малого бізнесу - мікропозика - це короткостроковий продукт з низьким відсотком, розроблений для стартапів. Для отримання кваліфікації часто потрібен детальний бізнес-план.

4.2 Опис ідеї проекту

Для забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів передбачено придбання системним оператором ринку електричної енергії допоміжних послуг та методики формування

цін (тарифів) на допоміжні послуги [24]. Зростають витрати на регулювання частоти з боку сусідніх енергосистем, а це техніко економічна проблема.

Допоміжні послуги впроваджуються рішенням національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, за поданням системного оператора виходячи з потреб системного оператора у певних допоміжних послугах [37].

Ідея проекту полягає в розвитку стартапу, що спеціалізується на забезпеченні функціонування ринку допоміжних послуг, забезпечить стійку та надійну роботу інтегрованої енергетичної системи України та забезпечить якість електроенергії .

Більш детальний опис наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Зміст ідеї проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Забезпечення функціонування ринку допоміжних послуг	Правилами ринку передбачити інші допоміжні послуги	Забезпечення регулювання частоти та активної потужності
	Затвердження методик (порядків) формування цін на допоміжні послуги.	Визначення алгоритму розрахунку регульованих цін на ринку допоміжних послуг, який має використовуватись при розрахунку цін на закупівлю допоміжних послуг
	Закупівля електроенергії	Закупівля відбувається на ринкових та прозорих засадах
	Забезпечення ефективного та недискримінаційного доступу системи зберігання енергії і розподілених систем генерації на енергетичний ринок,	Вдосконалення конкуренції що сприятиме встановленню справедливих і розумних цін на цих ринках

4.3 Аналіз можливих впливів

Одним із найпоширеніших методів оцінки внутрішніх та зовнішніх факторів, що впливають на розвиток бізнесу, є SWOT-аналіз. Це аналіз сильних та слабких сторін організації, а також можливостей та ризиків із зовнішнього середовища. "S" і

"W" стосуються статусу компанії, а "О" і "Т" - зовнішнього середовища організації.

Результати аналізу ситуації можуть бути використані для оцінки того, чи має компанія ресурси, щоб скористатися наявними можливостями та протидіяти зовнішнім загрозам. Відповідно, необхідний аналіз внутрішньої та зовнішньої ситуації. SWOT-аналіз наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – SWOT- аналіз впровадження проекту

S (сильні сторони)	W (слабкі сторони)
<ul style="list-style-type: none"> -Підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в об'єднаній енергетичній системі України - Інноваційність технології - Забезпечення відновлення функціонування об'єднаної енергетичної системи України після системних аварій - Системні послуги оплачуються споживачами через тариф оператора системи передачі - Фінансова відповідальність за свої небаланси - Допоміжні послуги надаються як на обов'язкових, так і на добровільних засадах 	<ul style="list-style-type: none"> - Низький рівень автоматизації управлінських процесів - Низький рівень фінансування - Високий рівень зайвої бюрократії - Зменшення кількості можливих постачальників в умовах кризи - Слабка законодавча база; -Відсутність конкуренції між генеруючими компаніями; Програмне забезпечення ОСР не є його власністю. -Зміни кон'юнктури ринку
О (можливості)	Т (загрози)
<ul style="list-style-type: none"> - Упрощення процедури надання допоміжних послуг - Співпраця з постачальниками на взаємовигідних умовах - Розвиток технологій балансування енергосистеми з боку споживачів - Запровадження реєстрації двосторонніх договорів 	<ul style="list-style-type: none"> -Уникання відповідальності -Недостатнє фінансування -Не задовольняються технічні вимоги які ставляться до учасників тим чи іншим ринком. -Можливий політичний вплив -Зміна чинного законодавства -Посилення регуляторного впливу

Висновки до розділу

Враховуючи всі переваги та недоліки реалізації проекту, можна зробити висновок, що ідея є актуальною та перспективною для використання в ринкових умовах України. Бар'єром для реалізації цього проекту є нестабільна політична та економічна ситуація в країні. Подальша імплементація проекту є доцільною.

Перспективи проекту пов'язані з можливістю розвитку технологій відновлюваної енергетики в Україні.

ВИСНОВКИ

1. Виконано техніко-економічний аналіз показників системи електрозабезпечення об'єкта промислового об'єкта), оснащеного комбінованою системою електропостачання з використанням вітрових енергоустановок спеціальної конструкції. Опрацьовано теоретико-практичні питання, що постають в контексті проблеми забезпечення можливостей ширшого впровадження регульованих вітроенергетичних установок з виконанням умов приєднання до електромережі (правил мережного кодексу) задачі підвищення якості функціонування мережі за умов приєднання нових генерувальних потужностей – вітроелектростанцій малої потужності та вітроенергетичних установок (ВЕУ).

2. Досліджено питання впливу джерел розосередженої генерації на основі ВЕУ, приєданого до вузла малої системи розподілу, на режими електричного вузла приєднання.

3. Сформовано вимоги до засобів обліку, контролю якості та релейної автоматики/захисту ліній, приєднаних до вузла МСР; стандартизація малих вітрових турбін; до систем захисту генерувальних установок малої потужності.

4. Впровадження конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії (РДДБ) є запорукою успішного подальшого розвитку оптового ринку електроенергії України. Однією з невід'ємних складових такого ринку є напрацювання пропозицій та створення умова надання допоміжних послуг. Поява активних споживачів змінює роль кінцевих споживачів у системі розподілу енергії від пасивного придбання електроенергії до планування та виробництва відповідно до індивідуальних потреб.

5. Основним розглянутим питанням було застосування МПЖ, що дозволяє утримувати швидкість вітроколеса відповідно до швидкості вітру і раптові коливання/зміни потужності ВЕС не передаються безпосередньо до електророзподільної мережі.

6. Розрахункові оцінки техніко-економічних показників, отримані на основі моделі життєвого циклу для різних значень фінансово-економічних параметрів моделі, дозволяють проаналізувати ефект запропонованих компонувальних рішень у спосіб виконання серії варіантних співставних розрахунків.

7. Показано, що чинних умов господарювання виробників електроенергії у період до 2030 року, що забезпечуються положеннями Закону України «Про альтернативні джерела енергії» для споживачів, оснащених силовими електроустановками встановленою потужністю до 150 кВт, можна досягнути компромісу інтересів споживача і оператора ОСР, і забезпечити його підтримання включно протягом більш тривалого періоду експлуатації – в умовах ринку, що формується та для майбутніх рівноважних цін на електроенергію в Україні.

8. Вагомим є фактор соціальної корисності подібних систем електрозабезпечення, що відкриває можливості операторам-власникам малої вітротехніки брати участь в роботі розосередженої енергосистеми із забезпеченням певної гнучкості режимів її функціонування за напругою і частотою.

9. Довгостроковий період експлуатації розглянутої системи електрозабезпечення із надійними прогностичними показниками щодо доцільності застосування подібних систем є особливо важливим для потенційного інвестора, адже потрібно запропонувати самий вигідний і найменш ризиковий варіант реалізації проекту.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режимні особливості вузла електромережі з приєднанням малої вітроелектростанції й засоби підвищення показників якості електропостачання. Костюк В.О., Назарук В.М.// «Збірник матеріалів XII науково-технічної конференції ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА ». – Київ, 2020. – с. 58-63.
2. Вітроенергетичний сектор України 2019. Огляд ринку. [Електронний ресурс] // Українська вітроенергетична асоціація» (УВЕА). – 2019. – Режим доступу до ресурсу: http://uwea.com.ua/uploads/docs/uwea_2019_ua_preview.pdf.
3. Про запровадження конкурентних умов стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії [Електронний ресурс] // КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1175-2019-%D0%BF#Text>.
4. Кодекс систем розподілу [Електронний ресурс] // Верховна Рада України. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>.
5. До уваги основних споживачів, що підключені до мереж оператора системи передачі [Електронний ресурс] // НКРЕКП. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.nerc.gov.ua/?news=8576>.
6. ВІЛІЯ-ТРЕЙД, ТОВ [Електронний ресурс] // Бізнес-гід. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://vilia-trade.business-guide.com.ua/>.
7. ПЕРЕРОБКА [Електронний ресурс] // ТОВ ВІЛІЯ-ТРЕЙД. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://vzp.com.ua/uk/nasha-diyalnist/pererobka/>.
8. The POWER Project [Електронний ресурс] // NASA Earth Science's Applied Sciences Program – Режим доступу до ресурсу: <https://power.larc.nasa.gov/>.
9. 3. І. Римар. ПЕРСПЕКТИВИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ [Електронний ресурс] / 3. І. Римар // Вінницький національний технічний університет. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-ebmd/all-ebmd-2019/paper/download/7220/6074>.
10. . АНАЛІЗ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВПРОВАДЖЕННЯ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ [Електронний ресурс] // Портал молодих науковців ВНТУ. – 2020. – Режим доступу до ресурсу: <http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/0938F1ED-3F69-4E84-92F8-5E97A1871E7A.pdf>.
11. ПОЛОЖЕННЯ ПРО ТЕХНІЧНИЙ КОМІТЕТ ЗІ СТАНДАРТИЗАЦІЇ ТК 48 “ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ” [Електронний ресурс] // ДП «УкрНДНЦ». – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://uas.org.ua/wp-content/uploads/2016/12/TK48.pdf>.

12. Керування енергетичними системами та пов'язані з ним процеси інформаційної взаємодії" (ТК 162) [Електронний ресурс] // Верховна Рада України. – 2008. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0162609-08#Text>.

13. ДСТУ EN 50438:2015 Вимоги до паралельного приєднання мікрогенераторів до низьковольтної розподільчої мережі загальної призначеності (EN 50438:2007, IDT) [Електронний ресурс] // Кабінет Міністрів України. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=62177.

14. ДСТУ ІЕС WT 01:2007 Система ІЕС перевіряння відповідності та сертифікації вітряних турбін. Правила і процедури (ІЕС WT 01:2001, IDT) [Електронний ресурс] // Кабінет Міністрів України. – 2007. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.irbis-nbuv.gov.ua/>.

15. Жаркін А.Ф., Палачов С.О., Новський В.О. Нормативно-правове регулювання якості напруги в електричних мережах з джерелами розосередженої генерації. -Київ: Інститут електродинаміки НАН України. -2018р. 161 стор.

16. Системи турбогенераторні вітряні. Частина 1. Вимоги безпеки (ІЕС 61400-1:1999, ГОСТ).

17. Системи турбогенераторні вітрові. Частина 2. Безпечність малих вітрових турбін (ІЕС 61400-2:1996, ГОСТ).

18. Системи турбогенераторні вітряні. Частина 21. Вимірювання та оцінювання характеристик якості енергії вітряних турбін, підключених до мережі (ІЕС 61400- 21:2001, ІОТ).

19. Системи турбогенераторні вітряні. Частина 22. Сертифікація вітряних турбін (ІЕС 61400-22:1999)

20. Вітроенергетика. Установки електричні вітряні малої потужності. Методи випробування

21. Вимоги до паралельного приєднання мікрогенераторів до низьковольтної розподільчої мережі загальної призначеності (ЕІЧ 50438:2007, ГОТ)

22. ГКД 341.003.001.001-2000. Під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж. Порядок та вимоги.

23. Палайда О.Б. "Гордіїв вузол", або проблема приєднання до українських електричних мереж./ Промислова електроенергетика та електротехніка.- 2017- №2.- С.30-37.

24. Закон України «Про ринок електричної енергії»: за станом на 13 квіт. 2017 р. / Верховна Рада України. – Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2017. – 312 с.

25. Закон України «Про альтернативні джерела енергії». [Електронний ресурс]. – Режим доступу до стор. : <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/555-15>.

26. Проект постанови НКРЕКП "Про затвердження Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу" (повторно). Режим доступу: [:http://www.nerc.gov.ua/?id=35272](http://www.nerc.gov.ua/?id=35272).

27. Керування графіком навантаження в електричних мережах споживачами-регуляторами / С. В. Бахмачук, Ю. С. Громадський, С. М. Савицький, Д. А. Гапон // ScienceRise. - 2016. - № 2(2). - С. 50-57. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/texc_2016_2%282%29__11

28. Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС [Електронний ресурс] // Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/09/AZPS.pdf>.

29. Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України на режим роботи яких вони мають вплив. Методичні рекомендації [Електронний ресурс] // Національна енергетична компанія «Укренерго». – 2017. – Режим доступу до ресурсу: https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/02/Metodychni-rekomendatsiyi_AZPS.pdf.

30. Машини подвійного живлення і асинхронізовані машини. Загальна характеристика [Електронний ресурс] // Факультет електроенерготехніки та автоматики. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: https://em.fea.kpi.ua/images/doc_stud/distsiplini/epmg/2_Lektsiini_materialy/1-1_Zahalna_kharakterystyka_MPZH.pdf.

31. E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh and S. Santoso, "Understanding inertial and frequency response of wind power plants," [Електронний ресурс] // IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, Denver, CO. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6316361&isnumber=6316351>.

32. . ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ: ЕЛЕМЕНТИ ТА РЕЖИМИ [Електронний ресурс] // Національна академія наук України Інститут електродинаміки За загальною редакцією академіка НАН України О.В. Кириленка. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.ied.org.ua/files/book3.pdf>.

33. Acharya N., Mahat P., Mithulananthan N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network // Electrical Power and Energy System. – 2006. – No. 28. – P. 669–678.

34. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж [Електронний ресурс] // Ukrainian National Electricity Regulatory Commission. – 2011. – Режим доступу до ресурсу:

35. ДРУГА РЕДАКЦІЯ ДОДАТКУ ДО КОДЕКСУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ «СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ. КЕРІВНІ ВКАЗІВКИ» [Електронний ресурс] // Національна енергетична компанія «Укренерго». – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/11/Druga-redaktsiya-Dodatka-do-KSP.-Stijkist-energosityem.pdf>.

36. Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System [Електронний ресурс] // IEEE Power Engineering Society General Meeting. – 2006. – Режим доступу до ресурсу: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1709340>.

37. ЗАКОН УКРАЇНИ Про засади функціонування ринку електричної енергії України [Електронний ресурс] // Верховна Рада України. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/663-18#Text>.

38. Small wind turbines for on grid and off grid applications [Електронний ресурс] // IOP Conference Series Earth and Environmental Science 410:012047. – 2020. – Режим доступу до ресурсу: https://www.researchgate.net/publication/338814701_Small_wind_turbines_for_on_grid_and_off_grid_applications.

39. Cruz Cruz I and Forsyth T 2018 IEA Wind TCP Task 27 Compendium of IEA Wind TCP Task27 Case Studies.

40. International Energy Agency IEA Wind 2011 Recommended Practices for Wind Turbines Testing and Evaluation, 12 Consumer label for small wind turbines, Edition 2011.

41. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах С. П. Денисюк, Т. М. Базюк [Електронний ресурс] // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/934>.

42. Визначення ринкової вартості в сучасних умовах [Електронний ресурс] // Миколаївський національний університет імені В.О. Сухомлинського. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://global-national.in.ua/archive/20-2017/106.pdf>.

ДОДАТОК А



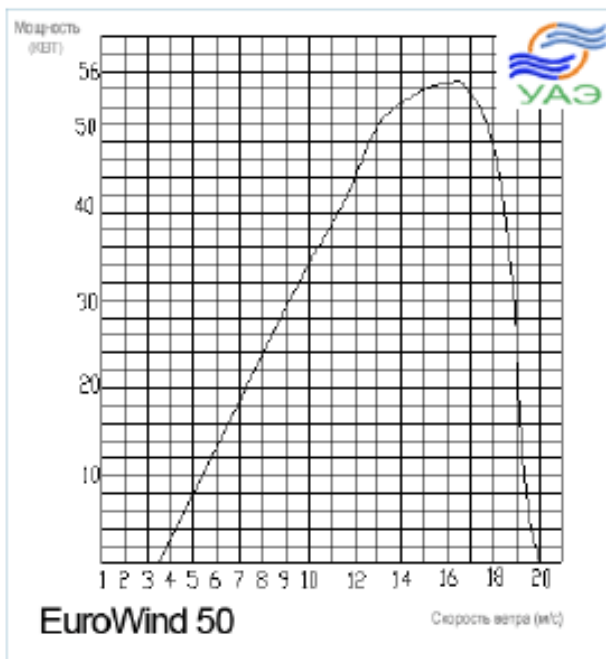
Украинская Альтернативная Энергетика
Украина
Киев, ул. Тургеневская 74, офис 2
Тел/факс: +38(044)3613900
E-mail: mail@uae.net.ua

EuroWind 50 для сильных ветров

Диаметр ротора: 18 метров
Количество лопастей: 3 шт.
Направление: всегда по ветру (управляется контроллером)
Материал лопастей: FRP (композитный материал)
Начальная скорость: 3,5 м/с
Максимальная мощность (при 16 м/с): 55 000 Вт
Исходное напряжение генератора: 380В
Напряжение после инвертора: 380В
Выдерживает ураганный ветер: до 40 м/с
Защита от ветра: автоматическое флюгирование
Скорость вращения ротора: 80 оборотов/мин
Тип ветротурбины: PMG (на постоянных магнитах)
Рабочая температура: от -60 до +40 С
Контроллер заряда: интеллектуальный
Средняя выработка энергии в год (при 6 м/с): 68000 кВт
Средняя выработка энергии в год (при 8 м/с): 141000 кВт
Рекомендованные аккумуляторы: 180 шт. 12В 200Ач
Время для полной зарядки аккумуляторов: около 16 часов



Высота мачты с растяжками: 18 м
Вес: 4555 кг

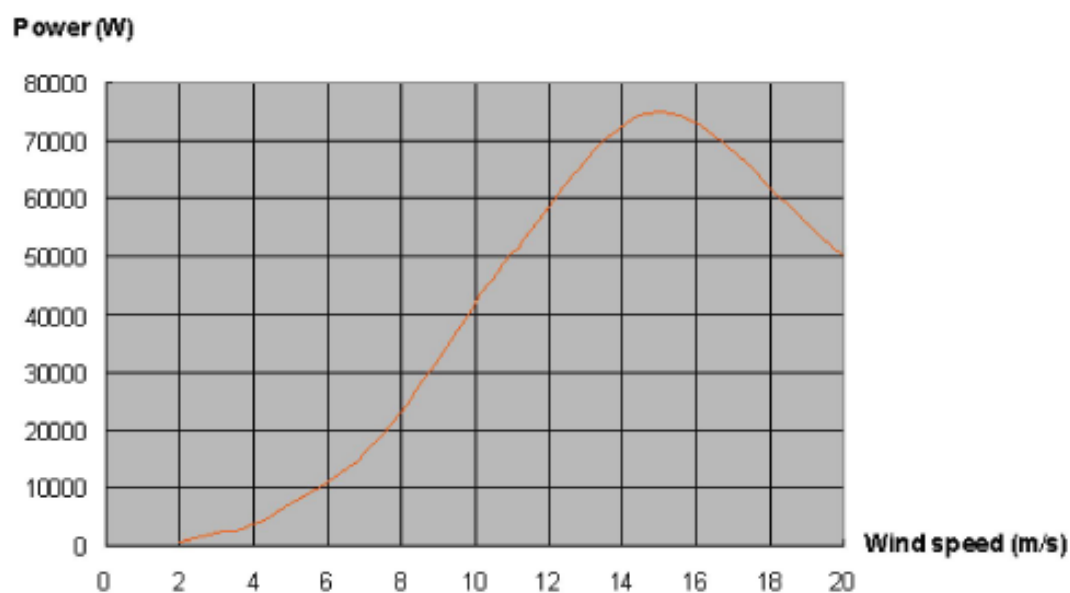


Додаток Б

II. Specifications:

Rated power (W)	50000
Maximum output power (W)	75000
Battery bank voltage (VDC)	400
Cut-in wind speed (m/s)	2
Rated wind speed (m/s)	11
Working wind speed (m/s)	2.5-25
Survival wind speed (m/s)	50
Generator efficiency	>0.92
Wind energy utilize ratio	0.42
Generator type	Permanent Magnet Alternator
Generator weight (kg)	1200
Blade material/quantity	GRP/3
Blade diameter (m)	$\Phi 12.0$
Over speed control	Yaw + Electromagnetic brake + Hydraulic brake
Shutting down method	Manual + Automatic

III. Curve:



HUMMER-50KW Wind Generator

Додаток В

ПОРЯДОК

проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки

Загальні положення

1. Цей Порядок визначає процедуру підготовки та проведення аукціону з розподілу квоти підтримки (далі - аукціон) для стимулювання виробників електричної енергії з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газу, а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малі гідроелектростанції) з використанням електронної торгової системи, внесення та повернення безвідкличної банківської гарантії, вимоги до банків, що надають безвідкличні банківські гарантії, порядок функціонування електронної торгової системи та визначення переможця за результатами проведення аукціону, порядок укладення та публікації договору купівлі-продажу в електронній торговій системі, розмір та порядок сплати винагороди операторам авторизованих електронних майданчиків та інші питання проведення аукціонів.

Суб'єкти господарювання, які мають намір виробляти та/або виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малі гідроелектростанції), не можуть брати участі в аукціонах щодо тих об'єктів електроенергетики або черг їх будівництва (пускових комплексів), стосовно яких раніше було встановлено "зелений" тариф або набуто право на підтримку за результатами аукціону.

2. Терміни в цьому Порядку вживаються у такому значенні:

1) авторизаційні дані - ідентифікаційні дані, що створені учасником під час проходження реєстрації в електронній торговій системі через авторизований електронний майданчик, за допомогою яких проводиться перевірка його повноважень щодо доступу до особистого кабінету та вчинення будь-яких дій в електронній торговій системі для участі в аукціонах;

2) авторизований електронний майданчик - електронний майданчик, оператор якого пройшов процедуру відбору відповідно до Порядку відбору операторів електронних майданчиків для проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2019 р. № 1175, уклав з адміністратором електронної торгової системи договір про використання електронної торгової системи та з гарантованим покупцем договір про проведення електронних аукціонів з розподілу квоти підтримки між замовником аукціону та оператором електронного майданчика;

3) аукціон із земельними ділянками - аукціон, на якому для будівництва об'єктів відновлюваної енергетики пропонуються земельні ділянки з визначеними технічними параметрами та технічними умовами на приєднання до електричної мережі;

4) банківська гарантія для забезпечення виконання зобов'язань за договором - спосіб забезпечення виконання суб'єктом господарювання, який за результатами аукціону набув право на підтримку, зобов'язань за договором купівлі-продажу у формі безвідкличної банківської гарантії в розмірі та на умовах, передбачених Законом України "Про альтернативні джерела енергії" (далі - Закон) та цим Порядком;

5) банківська гарантія для участі в аукціоні - спосіб забезпечення виконання учасником зобов'язань щодо участі в аукціоні у формі безвідкличної банківської гарантії в розмірі та на умовах, передбачених Законом та цим Порядком, що надається суб'єктом господарювання, який має намір взяти участь у аукціоні;

6) величина потужності - величина потужності об'єкта електроенергетики або черги (пускового комплексу) об'єкта електроенергетики, щодо якого учасник має намір набути право на підтримку;

7) договір купівлі-продажу - договір купівлі-продажу електричної енергії між гарантованим покупцем та суб'єктом господарювання, який за результатами аукціону набув право на підтримку, типова форма якого затверджується Регулятором;

8) індивідуальний код учасника - набір цифр та літер, автоматично присвоєний електронною торговою системою учаснику після його реєстрації для участі в аукціоні;

9) лот - частина річної квоти підтримки суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - вироблену лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), визначена для розподілу на аукціоні за окремим альтернативним джерелом енергії. У разі проведення аукціону з земельними ділянками лоти формуються за кожною ділянкою окремо. У разі проведення технологічно нейтрального аукціону лот формується без його визначення за окремим альтернативним джерелом енергії;

10) оголошення про проведення аукціону - відомості та інформація, що містять дані про лот, дату, час та умови проведення аукціону, що публікується в електронній торговій системі та на веб-сайтах операторів авторизованих електронних майданчиків;

11) особистий кабінет - складова частина електронної торгової системи, яка дає змогу гарантованому покупцю, суб'єкту господарювання, який має намір взяти участь у аукціоні, учаснику провадити діяльність в електронній торговій системі відповідно до вимог цього Порядку та надається оператором авторизованого електронного майданчика;

12) переможець - учасник, що набуває право на підтримку у виробництві електричної енергії з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - вироблену лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) за результатами аукціону;

13) прикладний програмний інтерфейс - інтерфейс програмування додатків, доступ до якого надається як відкритий код, який визначає функціональність, що надається електронною торговою системою, та призначений для підключення авторизованих електронних майданчиків (операторів авторизованих електронних майданчиків) до електронної торгової системи;

14) сервіс - ідентифіковане за технічною адресою програмне забезпечення, що здійснює взаємодію інформаційних систем під час обміну даними, необхідними для надання адміністративної послуги в електронному вигляді, і має стандартизовані інтерфейси. Сервіси можуть взаємодіяти один з одним, із сторонніми додатками за допомогою електронних повідомлень, що базуються на протоколах міжсервісної взаємодії, та з кінцевими користувачами через графічні інтерфейси;

15) технологічно нейтральний аукціон - аукціон без розподілу квоти підтримки за окремими видами альтернативних джерел енергії;

16) умовний переможець - учасник, що йде наступним за останнім в рейтингу переможцем відповідно до протоколу про результати аукціону, якому надається можливість набути право на підтримку в обсязі величини потужності та на умовах, визначених цим Порядком;

17) унікальне гіперпосилання - текст із записом адреси веб-сайта в Інтернеті, натискання на який дає змогу перейти на сторінку аукціону в електронній торговій системі та забезпечити можливість участі в аукціоні. Унікальне гіперпосилання є єдиним ідентифікатором учасника;

18) уповноважений орган - центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику в електроенергетичному комплексі;

19) учасник - суб'єкт господарювання, який має намір взяти участь в аукціоні, відповідає вимогам Закону, пройшов процедуру реєстрації в електронній торговій системі, отримав відповідне підтвердження про реєстрацію для участі в аукціоні та індивідуальний код учасника відповідно до Регламенту роботи електронної торгової системи;

20) цінова пропозиція - ціна продажу 1 кВт•год. електричної енергії, відпущеної на відповідному об'єкті електроенергетики або черзі будівництва (пусковому комплексі) об'єкта електроенергетики, щодо якого учасник має намір набути право на підтримку, яка декларується учасником та подається в електронній торговій системі до закінчення кінцевого строку подання заяв на участь в аукціоні або в ході проведення аукціону шляхом оновлення такої цінової пропозиції.

Інші терміни вживаються у значенні, наведеному в Господарському кодексі України, Податковому кодексі України, Земельному кодексі України, Законах України “Про ринок електричної енергії”, “Про альтернативні джерела енергії”, “Про електронні довірчі послуги”, “Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг”, “Про захист економічної конкуренції”, “Про банки і банківську діяльність”, “Про запобігання та протидію легалізації (відмивання) доходів, одержаних злочинним шляхом, фінансуванню тероризму та фінансуванню розповсюдження зброї масового знищення”, Кодексі системи передачі та Кодексі системи розподілу.

3. Аукціон організовується і проводиться з дотриманням таких принципів:

- 1) забезпечення добросовісної конкуренції серед учасників;
- 2) відкритості, прозорості та недискримінації учасників;
- 3) закритості інформації про учасників і їх пропозицій до моменту завершення аукціону;
- 4) автоматичної оцінки цінових пропозицій учасників електронною торговою системою;
- 5) об’єктивної та неупередженої перевірки гарантованим покупцем документів і відомостей учасників щодо відповідності вимогам Закону та цього Порядку після завершення аукціону.

4. Обов’язковою умовою проведення аукціону є забезпечення гарантованим покупцем та електронною торговою системою конкуренції у визначеному Законом обсязі відповідно до вимог цього Порядку.